

## **NOTE TO USERS**

**This reproduction is the best copy available**

**UMI**



UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

L'ONDE SUR MESURE

GILLES ALLARD

DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE ET DE GÉNIE INFORMATIQUE

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION  
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES  
(GÉNIE ÉLECTRIQUE)

DÉCEMBRE 1997

© Gilles Allard, 1997



National Library  
of Canada

Acquisitions and  
Bibliographic Services

395 Wellington Street  
Ottawa ON K1A 0N4  
Canada

Bibliothèque nationale  
du Canada

Acquisitions et  
services bibliographiques

395, rue Wellington  
Ottawa ON K1A 0N4  
Canada

*Your file Votre référence*

*Our file Notre référence*

The author has granted a non-exclusive licence allowing the National Library of Canada to reproduce, loan, distribute or sell copies of this thesis in microform, paper or electronic formats.

The author retains ownership of the copyright in this thesis. Neither the thesis nor substantial extracts from it may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

L'auteur a accordé une licence non exclusive permettant à la Bibliothèque nationale du Canada de reproduire, prêter, distribuer ou vendre des copies de cette thèse sous la forme de microfiche/film, de reproduction sur papier ou sur format électronique.

L'auteur conserve la propriété du droit d'auteur qui protège cette thèse. Ni la thèse ni des extraits substantiels de celle-ci ne doivent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation.

0-612-38654-6



UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé:  
L'ONDE SUR MESURE

Présenté par: ALLARD Gilles

en vue de l'obtention du diplôme de: Maîtrise ès sciences appliquées

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de:

M. MARCEAU Richard, PhD., Président du jury

M. OLIVIER Guy, Ph.D., membre et directeur de recherche

M. RUEST Denis, M.Sc.A., membre et codirecteur de recherche

M. SYBILLE Gilbert, M.Sc.A., membre

À la femme de ma vie, Johanne, qui par sa persévérance, ses encouragements et sa compréhension, m'a permis de rendre à terme ce travail.

À mes filles adorées, Elizabeth et Cassandre, qui ont bien voulu se passer de leur père certaines soirées et fins de semaine.

Et à Frédéric, qui verra probablement le jour en même temps que cet ouvrage.

## REMERCIEMENTS

L'auteur souhaite remercier son codirecteur de recherche M.Denis Ruest de l'IREQ ainsi que son directeur de recherche M. Guy Olivier, professeur à la Polytechnique, pour leurs conseils judicieux dans l'orientation de ce travail.

L'auteur souhaite également témoigner sa reconnaissance à son entreprise Hydro-Québec, et en particulier à ses gestionnaires M. Daniel Desrosiers et M. Jean-Guy Couture, qui lui ont permis de réaliser une bonne partie de cette recherche dans le cadre de son travail normal.

## RÉSUMÉ

L'essor de l'électronique de puissance et de commande a augmenté la dépendance des procédés envers l'électricité ainsi que la sensibilité de ces procédés à la forme de l'onde et à ses perturbations. Rapidement, les pertes de production associées à des perturbations de l'onde électrique ont dépassé en nombre celles attribuables aux interruptions de service, au point où elles représentent aujourd'hui la majorité des pertes.

Le coût économique d'un service électrique dégradé pour les opérations des clients est suffisamment significatif pour justifier des investissements majeurs pour de l'équipement de conditionnement de la qualité de l'onde mais ceux-ci préféreraient que le distributeur fournisse lui-même la solution au lieu d'avoir à acheter, installer, opérer et entretenir leurs propres équipements pour la mitigation des perturbations.

De plus, avec la déréglementation de l'industrie électrique et l'ouverture des marchés, les sociétés de service électrique sont de plus en plus surveillées quant au degré de qualité de leur produit, l'électricité. En effet cette déréglementation ouvrira la compétition entre les fournisseurs d'énergie et les clients pourront choisir parmi plusieurs fournisseurs pour obtenir à la fois de meilleurs prix pour leur électricité et une meilleure qualité de service qui satisfasse les besoins de leurs charges sensibles.

L'émergence de technologies de mitigation du type « custom power » permettant d'améliorer la qualité de l'onde directement sur les réseaux de distribution moyenne-tension rend possible le concept d'une fourniture de qualité supérieure qui garantirait une qualité accrue du service aux clients industriels.

Custom Power, que nous traduirons par « Onde sur Mesure » pour la suite de ce mémoire, est le nom générique référant au concept d'employer des contrôleurs statiques

(électronique de puissance) sur les réseaux de distribution des compagnies d'électricité dans le but de fournir une qualité d'onde supérieure à l'utilisateur.

Une des applications intéressantes est la création de parcs industriels sur mesure (Custom Power Park). Ce sont des parcs industriels et/ou de bureaux d'affaires qui offrent une qualité de service électrique garantie comme incitatif pour attirer la clientèle.

L'avènement de ces technologies étant relativement récente, la littérature existante à leur sujet est surtout l'œuvre des concepteurs et manufacturiers. Pendant ce temps, très peu d'expériences pratiques ont été réalisées sur les réseaux, d'où la rareté des informations donnant le point de vue de l'utilisateur, quant aux performances réelles de ces dispositifs.

Ce projet consiste donc à étudier, du point de vue de l'ingénieur de réseaux de distribution, les technologies du type Onde sur Mesure (T.O.S.M.), conçue pour améliorer la qualité de l'onde sur les réseaux de distribution, d'en expliquer les principes de fonctionnement et d'évaluer leurs performances, avantages et inconvénients aux points de vue technique et économique.

Du point de vue technique, l'évaluation des performances des systèmes est réalisée à l'aide de simulations numériques avec EMTP. Nous utilisons des modèles rendus disponibles par les fabricants, que nous avons modifiés ou complétés dans le cas de l'IIR. Ces simulations n'ont pas la prétention de représenter parfaitement la réalité, dans la mesure où la modélisation numérique d'un système complexe est toujours imparfaite et incomplète. Ces simulations ont plutôt pour objet d'évaluer sommairement l'efficacité des T.O.S.M., de déceler leurs problèmes d'application et de dresser un portrait de compréhension général de leur comportement dynamique en présence de perturbations typiques d'un réseau de distribution.

Du point de vue économique, nous montrons au chapitre 8, qu'en utilisant de façon judicieuse les T.O.S.M., la solution optimale au problème des pertes de production associées aux perturbations de l'alimentation peut résider du côté réseau du compteur d'énergie et qu'il est possible pour le distributeur d'offrir à ses clients industriels et commerciaux des services optionnels intéressants sur le plan financier pour les deux parties.

Finalement, émettons la réserve que l'analyse de rentabilité établie plus bas, suppose un fonctionnement des technologies utilisées conformes aux spécifications des manufacturiers. La performance de certaines des particularités de ce fonctionnement n'ayant pu être testée par nos simulations, faute d'avoir à notre disposition un modèle complet, nous devons nous fier à ces spécifications des fabricants. Encore une fois, des essais devront être réalisés avec les systèmes réels dans un simulateur temps réel ou en réseau, pour valider ces hypothèses.

En guise de conclusion générale, nous sommes d'avis que les Technologies de l'Onde sur Mesure sont des technologies prometteuses, même si des développements supplémentaires sont requis pour les rendre au stade de la maturité et mieux les adapter aux caractéristiques des réseaux de distribution.

L'Onde sur Mesure est une solution technologique innovatrice dans une industrie qui a vu très peu d'innovation technologique ces dernières années. Ces concepts pourraient donner aux planificateurs des réseaux de distribution un ensemble d'outils permettant à leur entreprise d'offrir une qualité de service sur mesure et garantie à leurs clients.

Dans un environnement compétitif, les compagnies qui offriront une qualité de service supérieure à un prix attrayant, se verront choisies par les clients, ce qui entraîne toujours les meilleures relations d'affaires à long terme.

## ABSTRACT

The development of power electronics and controls has caused processes to be more dependent on the use of electricity and has increased the sensitivity of these processes to the quality of the electrical supply and voltage disturbances. The number of production losses related to voltage disturbances has quickly surpassed those due to service interruptions, to the point where they now account for the majority of the losses incurred.

The cost to the customer of disturbances in the power supply is sufficiently great to justify investing in power quality conditioning equipment, but customers would rather that the distributor provide the solution instead of having to buy, install, operate and service the mitigation equipment themselves.

Furthermore, with the deregulation of the electrical industry and current competitive environment, electrical utilities are being increasingly monitored with respect to the quality of the power that they supply. In fact, such a deregulation would open the door to competition between energy suppliers, and customers would then have the option to choose among several suppliers so that they could obtain the best quality of service at the best possible price to meet the needs of their sensitive loads.

The emergence of “custom power” mitigation technologies which increase the quality of the power supply directly on medium-voltage distribution systems paves the way to a better-quality electrical supply which will ensure better service to industrial customers.

Custom Power is a generic term which designates the use of static controllers (power electronics) on electrical distribution systems in view of providing a better-quality electrical supply to the end user.

One such interesting application is the creation of “Custom Power Parks,” which consist of industrial parks and/or office buildings which offer a guaranteed level of quality as an incentive to attract customers.

As the emergence of these technologies is relatively recent, what literature is available is produced by designers and manufacturers. In the meantime, very little testing has been done on distribution systems, which accounts for the scarcity of information from the user’s point of view regarding the actual performance of these devices.

The project thus consists in studying, from the viewpoint of the distribution system engineer, Custom Power technologies designed to improve the quality of the electrical supply on distribution systems, explaining the operating principles, and evaluating their performance, advantages and inconveniences from a technical and economic perspective.

From the technical point of view, distribution system performance is assessed using EMTP digital simulation. We use models provided by manufacturers which we have modified or upgraded, as in the case of the Static Transfer Switch. These simulations are not intended to perfectly represent reality, inasmuch as the digital modelling of a complex system is always imperfect and incomplete. Rather, they are aimed at briefly assessing the efficiency of the Custom Power technologies, detect application problems, and draw up a general picture of their dynamic behavior in the case of typical disturbances found on a distribution system.

From the standpoint of cost, we will show in Chapter 9 that by judiciously using the Custom Power technologies, an optimal solution to the problem of production losses related to power supply disturbances may be found on the supply side of the meter and that the distributor has the option of providing his industrial and commercial customers with services that financially benefit both parties.



Lastly, it should be noted that the cost-benefit analysis presented further on assumes that the technologies will be used according to the manufacturer's specifications. As the performance of certain operational aspects could not be tested by simulation for lack of a complete model, we are forced to rely on the manufacturers' specifications. To validate these hypotheses, tests will have to be carried out in the field or using actual systems with a real-time power system simulator.

To conclude, we believe that Custom Power technologies are very promising even if additional developments are required to bring them up to full development and better adapt them to distribution system characteristics.

Custom Power is an innovative technological solution in an industry which has seen very little technological innovation in the last few years. Such solutions could provide distribution system planners with tools that would allow utilities to provide and guarantee custom power to their customers.

In a competitive environment, utilities which offer better-quality service at an attractive price will be in greater demand, which always makes for the best business over the long term.

## TABLE DES MATIÈRES.

<b>DÉDICACE .....</b>	<b>iv</b>
<b>REMERCIEMENTS .....</b>	<b>v</b>
<b>RÉSUMÉ .....</b>	<b>vi</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>ix</b>
<b>TABLES DES MATIÈRES .....</b>	<b>xii</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX .....</b>	<b>xvii</b>
<b>LISTE DES FIGURES .....</b>	<b>xix</b>
<b>LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS .....</b>	<b>xxiv</b>
<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>1</b>
1.1. UN DILEMME ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET LE CLIENT. ....	1
1.2. LA DÉRÉGLEMENTATION. ....	2
1.3. NOUVELLES TECHNOLOGIES. ....	3
1.4. OBJECTIFS DE LA RECHERCHE ET APPROCHE ENVISAGÉE. ....	4
<b>2. BESOINS D'AMÉLIORATION .....</b>	<b>6</b>
2.1. COMPATIBILITÉ ÉLECTROMAGNÉTIQUE (CÉM) .....	6
2.2. L'ÉLECTRICITÉ COMME PRODUIT .....	7
2.3. LES CARACTÉRISTIQUES DES TENSIONS D'ALIMENTATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'HYDRO-QUÉBEC. ....	8
2.3.1. Tension Permanente .....	8
2.3.2. Harmoniques .....	9
2.3.3. Déséquilibres de tension .....	10
2.3.4. Papillotement .....	10
2.3.5. Creux de tension .....	10
2.3.6. Les coupures brèves .....	11

2.3.7. Les surtensions temporaires .....	14
2.3.8. Les surtensions transitoires .....	14
2.3.9. Variations de fréquence.....	15
2.4. CARACTÉRISTIQUES AMÉLIORÉES .....	15
<b>3. L'ONDE SUR MESURE.....</b>	<b>19</b>
3.1. INTRODUCTION. ....	19
3.2. LA TECHNOLOGIE. ....	20
<b>4. OUTILS MATHÉMATIQUES.....</b>	<b>23</b>
4.1. PUISSANCE RÉACTIVE INSTANTANÉE. ....	23
4.2. REPRÉSENTATION VECTORIELLE DES VARIABLES TRIPHASÉES INSTANTANÉES..	24
4.3. COMPOSANTE HOMOPOLAIRE.....	32
<b>5. L'INTERRUPTEUR DE TRANSFERT RAPIDE À ÉTAT-SOLIDE.....</b>	<b>35</b>
5.1. FONCTION.....	35
5.2. DESCRIPTION GÉNÉRALE. ....	35
5.3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT.....	37
5.3.1. Opération normale. ....	40
5.3.2. Opération lors d'un creux de tension triphasé.....	42
5.3.3. Opération lors d'une surtension.....	45
5.4. MODÈLE MATHÉMATIQUE.....	46
5.5. SYSTÈME DE COMMANDE DE L'ITR.....	50
5.6. SIMULATIONS NUMÉRIQUES.....	52
5.6.1. Modélisation .....	52
5.6.2. Comportement en présence d'un creux de tension triphasé provenant d'un défaut sur une ligne externe.....	55
5.6.3. Comportement en présence d'une surtension temporaire ou permanente triphasée sur la ligne normale.....	60
5.6.4. Comportement en présence d'un creux de tension monophasé provenant d'un défaut sur une ligne externe.....	63
5.6.5. Comportement en présence d'un creux de tension triphasé sévère provenant d'un défaut sur la ligne normale.....	65
5.6.6. Comportement en présence d'un creux de tension triphasé provenant d'un défaut sur le réseau haute tension.....	67

5.6.7. Comportement en présence d'un creux de tension triphasé provenant d'un défaut du côté charge de l'I.T.R. ....	71
5.6.8. Comportement en présence d'un creux monophasé de tension provenant d'un défaut phase-terre du côté charge de l'I.T.R. ....	74
5.6.9. Comportement en présence d'une surtension transitoire de manoeuvre sur la ligne normale. ....	77
5.6.10. Comportement en présence d'un creux de tension sur la ligne normale et lorsque le déphasage de la relève est important. ....	77
5.7. CONCLUSION.....	79
<b>6. LE COMPENSATEUR STATIQUE DE TYPE SÉRIE.....</b>	<b>82</b>
6.1. FONCTION.....	82
6.2. DESCRIPTION GÉNÉRALE. ....	82
6.3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT.....	86
6.4. CONSIDÉRATIONS SUR LES DIMENSIONS.....	91
6.4.1. Puissance nominale.....	91
6.4.2. Énergie emmagasinée.....	91
6.5. MODÈLE MATHÉMATIQUE. ....	94
6.6. SYSTÈME DE COMMANDE DU C.S.S.....	99
6.7. SIMULATIONS NUMÉRIQUES.....	101
6.7.1. Modélisation.....	101
6.7.2. Comportement en présence d'un creux de tension monophasé provenant d'un défaut sur une ligne externe. ....	103
6.7.3. Comportement en présence d'un creux de tension triphasé provenant d'un défaut sur une ligne externe. ....	105
6.7.4. Comportement en présence d'un creux de tension triphasé plus sévère que la capacité du C.S.S.....	108
6.7.5. Comportement en présence d'une surtension transitoire de manoeuvre sur la ligne normale.....	111
6.7.6. Comportement en présence d'un creux de tension triphasé provenant d'un défaut du côté charge du C.S.S. ....	113
6.7.7. Comportement en présence d'harmoniques de tension provenant du réseau. ....	113
6.8. CONCLUSION.....	114
6.8.1. Amélioration apportée aux performance du réseau.....	116
<b>7. LE COMPENSATEUR STATIQUE DE TYPE PARALLÈLE (STATCON).....</b>	<b>117</b>

7.1. FONCTION.....	117
7.2. DESCRIPTION GÉNÉRALE. ....	117
7.3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT.....	122
7.4. MODÈLE MATHÉMATIQUE. ....	125
7.4.1. Circuit équivalent et équations.....	125
7.5. SYSTÈME DE COMMANDE DU STATCON. ....	129
7.6. SIMULATIONS NUMÉRIQUES.....	131
7.6.1. Comportement en présence d'une fluctuation de tension attribuable à un appel de charge triphasé (papillotement). ....	133
7.6.2. Comportement en présence d'une fluctuation de tension attribuable à un appel de charge monophasé.....	138
7.6.3. Comportement en présence d'une fluctuation de tension attribuable à un appel de charge entre deux phases.....	142
7.6.4. Comportement en présence d'un creux de tension provenant d'un défaut triphasé sur une ligne externe. ....	146
7.6.5. Comportement en présence d'un creux de tension provenant d'un défaut monophasé sur une ligne externe. ....	149
7.6.6. Comportement en présence d'un creux de tension attribuable à un défaut sur la ligne du compensateur.....	150
7.6.7. Comportement en présence d'une surtension de manoeuvre due à l'enclenchement d'une batterie de condensateur au poste de distribution.....	151
7.6.8. Comportement en présence d'émissions d'harmoniques de courant provenant de la charge.....	152
7.7. CONCLUSIONS.....	153
<b>8. PARC INDUSTRIEL DE QUALITÉ D'ONDE SUPÉRIEURE. ....</b>	<b>155</b>
8.1. INTRODUCTION. ....	155
8.2. CONCEPT DU PARC INDUSTRIEL DE HAUTE QUALITÉ.....	156
8.3. CONFIGURATIONS POSSIBLES. ....	157
8.3.1. Configuration no 1.....	158
8.3.2. Configuration no 2.....	163
8.3.3. Configuration no 3.....	165
<b>9. ÉVALUATION ÉCONOMIQUE. ....</b>	<b>167</b>
9.1. INTRODUCTION. ....	167

9.2. ÉVALUATION ÉCONOMIQUE .....	168
9.2.1. <i>Fréquence des perturbations.</i> .....	169
9.2.2. <i>Coût des pertes de production.</i> .....	171
9.2.3. <i>Solutions.</i> .....	174
9.2.4. <i>Flux monétaires.</i> .....	181
9.2.5. <i>Analyse de sensibilité.</i> .....	182
9.3. FACTURATION DU SERVICE OPTIONNEL .....	183
9.4. CONCLUSION .....	184
<b>10. CONCLUSION GÉNÉRALE. ....</b>	<b>186</b>
10.1. DU POINT DE VUE TECHNIQUE .....	186
10.2. DU POINT DE VUE ÉCONOMIQUE .....	190
10.3. EN GÉNÉRAL. ....	191
<b>11. RÉFÉRENCES. ....</b>	<b>192</b>
 <b>ANNEXE A : LES CARACTÉRISTIQUES DES TENSIONS D'ALIMENTATIONS DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'HYDRO-QUÉBEC. ....</b>	 <b>197</b>
A.1 TENSION PERMANENTE .....	197
A.2 HARMONIQUES .....	199
A.3 DÉSÉQUILIBRES DE TENSION .....	201
A.4 PAPILLOTEMENT .....	203
A.5 CREUX DE TENSION .....	204
A.6 LES COUPURES BRÈVES .....	206
A.7 LES SURTENSIONS TEMPORAIRES .....	209
A.8 SURTENSIONS TRANSITOIRES .....	210
A.9 VARIATIONS DE FRÉQUENCE .....	212
 <b>ANNEXE B : FICHIERS EMTF POUR L'INTERRUPTEUR DE TRANSFERT RAPIDE .....</b>	 <b>215</b>

## LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 2-1 VALEURS CIBLES DE L'AMPLITUDE DES TENSIONS PERMANENTES .....	8
TABLEAU 2-2 VALEURS DES TENSIONS HARMONIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	9
TABLEAU 2-3 VALEURS CIBLES DES DÉSÉQUILIBRES DE TENSION INVERSE SUR LE RÉSEAU.....	10
TABLEAU 2-4 VALEURS DE PAPILLOTEMENT SUR LE RÉSEAU.....	10
TABLEAU 2-5. PERFORMANCE MOYENNE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION .....	13
TABLEAU 2-6. PERFORMANCE MOYENNE DU RÉSEAU HAUTE-TENSION.....	13
TABLEAU 5-1. RÉSUMÉ DES RÉSULTATS DE SIMULATION DE L'INTERRUPTEUR DE TRANSFERT RAPIDE.....	79
TABLEAU 6-1. RÉSUMÉ DES RÉSULTATS DE SIMULATION DU C.S.S. ....	114
TABLEAU 6-2. PERFORMANCE MOYENNE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION AVEC L'AIDE D'UN C.S.S. TYPIQUE.....	116
TABLEAU 7-1. COÛTS ET DIMENSIONS .....	119
TABLEAU 7-2. RÉSUMÉ DES RÉSULTATS DE SIMULATION DU COMPENSATEUR STATIQUE PARALLÈLE.....	153
TABLEAU 9-1 FRÉQUENCE DES PERTURBATIONS (CAMPAGNE DE MESURE) .....	169
TABLEAU 9-2. STATISTIQUES SUR LES PERTES DE PRODUCTION. ....	170
TABLEAU 9-3. FRÉQUENCE MOYENNE DES PERTURBATIONS.....	171
TABLEAU 9-4 COÛT PAR CLIENT PAR ÉVÉNEMENT .....	172
TABLEAU 9-5 COÛT PAR KVA PAR ÉVÉNEMENT .....	172
TABLEAU 9-6 COÛT ANNUEL DES PERTES DE PRODUCTION DU PARC INDUSTRIEL .....	173
TABLEAU 9-7. PERTES DE PRODUCTION NON ÉVITÉES.....	179
TABLEAU 9-8. PERTES DE PRODUCTION NON ÉVITÉES.....	179
TABLEAU 9-9 COÛTS DES SOLUTIONS POUR LE SCÉNARIO MOYEN.....	180
TABLEAU 9-10 FLUX MONÉTAIRE DES SOLUTIONS EN M\$ POUR LE SCÉNARIO MOYEN..	181

TABLEAU A- 1 VALEURS CIBLES DE L'AMPLITUDE DES TENSIONS PERMANENTES.....	198
TABLEAU A- 2 VALEURS DES TENSIONS HARMONIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION.....	200
TABLEAU A- 3 VALEURS CIBLES DES DÉSÉQUILIBRES DE TENSION INVERSE SUR LE RÉSEAU.....	202
TABLEAU A- 4 VALEURS DE PAPILLOTEMENT SUR LE RÉSEAU .....	203
TABLEAU A- 5. PERFORMANCE MOYENNE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION.....	208
TABLEAU A- 6. PERFORMANCE MOYENNE DU RÉSEAU HAUTE-TENSION.....	209
TABLEAU A- 7 STATISTIQUES SUR LES VARIATIONS DE FRÉQUENCE SUR LE RÉSEAU PRINCIPALE .....	214



## LISTE DES FIGURES

FIGURE 4-1 REPRÉSENTATION VECTORIELLE DES VARIABLES TRIPHASÉES INSTANTANÉES.....	24
FIGURE 4-2 TRAJECTOIRE DU VECTEUR DÉVELOPPÉE DANS LE PLAN POUR UN SYSTÈME TRIPHASÉ AVEC UNE IMPORTANTE 5 <sup>ÈME</sup> HARMONIQUE.....	26
FIGURE 4-3 REPRÉSENTATION DES QUANTITÉS VECTORIELLES DANS LE RÉFÉRENTIEL STATIONNAIRE DS-QS.....	27
FIGURE 4-4 REPRÉSENTATION DES QUANTITÉS VECTORIELLES DANS LE RÉFÉRENTIEL SYNCHRON D-Q.....	30
FIGURE 5-1 SCHÉMA DE DESCRIPTION GÉNÉRALE DE L'INTERRUPTEUR DE TRANSFERT RAPIDE.....	36
FIGURE 5-2 OPÉRATION NORMALE DE L'INTERRUPTEUR DE TRANSFERT.....	41
FIGURE 5-3 OPÉRATION LORS D'UN CREUX DE TENSION.....	44
FIGURE 5-4. SCHÉMA DU MODÈLE MATHÉMATIQUE.....	46
FIGURE 5-5 VECTEURS INSTANTANÉS DES SOURCES NORMALE ET DE RELÈVE.....	47
FIGURE 5-6 DIAGRAMME DU SYSTÈME DE COMMANDE DE L'ITR.....	50
FIGURE 5-7 SCHÉMA UNIFILAIRE DU RÉSEAU SIMULÉ POUR L'INTERRUPTEUR DE TRANSFERT RAPIDE.....	54
FIGURE 5-8 TENSIONS SUR LA LIGNE NORMALE LORS D'UN CREUX DE TENSIONS TRIPHASÉ.....	56
FIGURE 5-9 TENSIONS À LA SORTIE LORS D'UN CREUX DE TENSION TRIPHASÉ.....	56
FIGURE 5-10 TENSIONS DE LA LIGNE DE RELÈVE LORS D'UN CREUX DE TENSION TRIPHASÉ SUR LA LIGNE NORMALE.....	58
FIGURE 5-11 COURANTS À LA SORTIE LORS D'UN CREUX DE TENSION TRIPHASÉ.....	58
FIGURE 5-12 COMMUTATION DU COURANT SUR LA PHASE B.....	59
FIGURE 5-13 COMMUTATION DU COURANT SUR LA PHASE B (AGRANDI).....	59
FIGURE 5-14 VECTEURS TENSIONS INSTANTANÉS LORS D'UN CREUX DE TENSION TRIPHASÉ.....	60
FIGURE 5-15 COURANTS DE SORTIE LORS D'UNE SURTENSION TRIPHASÉE.....	62
FIGURE 5-16 TENSIONS DE SORTIE LORS D'UNE SURTENSION TRIPHASÉE.....	62
FIGURE 5-17 TENSIONS SUR LA LIGNE NORMALE LORS D'UN CREUX DE TENSION MONOPHASÉ.....	63

FIGURE 5-18 COURANTS DE SORTIE LORS D'UN CREUX DE TENSION MONOPHASÉ.....	64
FIGURE 5-19 TENSIONS DE SORTIE LORS D'UN CREUX DE TENSION MONOPHASÉ.....	65
FIGURE 5-20 TENSIONS DE LA LIGNE NORMALE LORS D'UN CREUX DE TENSION TRIPHASÉ SÉVÈRE.....	66
FIGURE 5-21 TENSIONS DE SORTIE LORS D'UN CREUX DE TENSION TRIPHASÉ SÉVÈRE....	67
FIGURE 5-22 TENSIONS DE LA LIGNE NORMALE LORS D'UN CREUX DE TENSION PROVENANT DE LA HAUTE TENSION .....	68
FIGURE 5-23 TENSIONS DE LA LIGNE DE RELÈVE LORS D'UN CREUX DE TENSION PROVENANT DE LA HAUTE-TENSION.....	68
FIGURE 5-24 COURANTS DE SORTIE DE L'ITR LORS D'UN CREUX DE TENSION PROVENANT DE LA HAUTE TENSION .....	69
FIGURE 5-25 SIGNAL DE DÉTECTION DE L'ITR LORS D'UN CREUX DE TENSION PROVENANT DE LA HAUTE TENSION.....	70
FIGURE 5-26 SIGNAL DE DÉTECTION DE L'ITR LORS D'UN CREUX DE TENSION PROVENANT DE LA HAUTE TENSION.....	71
FIGURE 5-27 TENSIONS D'ENTRÉE DE L'ITR LORS D'UN DÉFAUT TRIPHASÉ DU CÔTÉ CHARGE.....	72
FIGURE 5-28 COURANTS DE SORTIE DE L'ITR LORS D'UN DÉFAUT TRIPHASÉ DU CÔTÉ CHARGE.....	72
FIGURE 5-29 TENSIONS DE SORTIE DE L'ITR LORS D'UN DÉFAUT TRIPHASÉ DU CÔTÉ CHARGE.....	73
FIGURE 5-30 VECTEURS INSTANTANÉS LORS D'UN DÉFAUT TRIPHASÉ DU CÔTÉ CHARGE.....	74
FIGURE 5-31 5-32 TENSIONS D'ENTRÉE DE L'ITR LORS D'UN DÉFAUT MONOPHASÉ DU CÔTÉ CHARGE.....	75
FIGURE 5-33 TENSIONS DE SORTIE DE L'ITR LORS D'UN DÉFAUT MONOPHASÉ DU CÔTÉ CHARGE.....	75
FIGURE 5-34 VECTEUR COURANT INSTANTANÉ DE L'ITR LORS D'UN DÉFAUT MONOPHASÉ DU CÔTÉ CHARGE.....	76
FIGURE 6-1 DIAGRAMME DE DESCRIPTION GÉNÉRALE DU C.S.S. ....	83
FIGURE 6-2 DIAGRAMME TYPIQUE DE RACCORDEMENT D'UN DVR .....	85
FIGURE 6-3 DIAGRAMME FONCTIONNEL MONOPHASÉ.....	87
FIGURE 6-4 DIAGRAMME VECTORIEL POUR LA COMPENSATION AVEC PUISSANCE RÉELLE.....	87

FIGURE 6-5 DIAGRAMME VECTORIEL POUR LA COMPENSATION AVEC PUISSANCE RÉACTIVE. ....	89
FIGURE 6-6 TEMPS MAXIMAL DE MAINTIEN POUR UN DVR.....	93
FIGURE 6-7 CIRCUIT ÉQUIVALENT DU C.S.S. ....	94
FIGURE 6-8 REPRÉSENTATION VECTORIELLE DES QUANTITÉS DU CÔTÉ CA DU C.S.S. DANS LE RÉFÉRENTIEL SYNCHRONES.....	96
FIGURE 6-9 SYSTÈME DE COMMANDE DU C.S.S.....	99
FIGURE 6-10 SCHÉMA UNIFILAIRE DU RÉSEAU SIMULÉ POUR LE DVR.....	102
FIGURE 6-11 TENSIONS À L'ENTRÉE DU C.S.S. LORS D'UN CREUX DE TENSION MONOPHASÉ.....	104
FIGURE 6-12 TENSIONS INJECTÉES PAR LE C.S.S. LORS D'UN CREUX DE TENSION MONOPHASÉ.....	104
FIGURE 6-13 TENSIONS DE SORTIE DU C.S.S. LORS D'UN CREUX DE TENSION MONOPHASÉ.....	105
FIGURE 6-14 TENSIONS D'ENTRÉE DU C.S.S. LORS D'UN CREUX DE TENSION TRIPHASÉ.....	106
FIGURE 6-15 TENSIONS INJECTÉES PAR LE C.S.S. LORS D'UN CREUX DE TENSION TRIPHASÉ.....	106
FIGURE 6-16 TENSIONS À LA SORTIE DU C.S.S. LORS D'UN CREUX DE TENSION TRIPHASÉ.....	107
FIGURE 6-17 COURANTS DE CHARGE DU C.S.S. LORS D'UN CREUX DE TENSION TRIPHASÉ.....	107
FIGURE 6-18 TENSION À L'ENTRÉE DU C.S.S. LORS D'UN CREUX DE TENSION SÉVÈRE ...	108
FIGURE 6-19 TENSIONS INJECTÉES PAR LE C.S.S. LORS D'UN CREUX DE TENSION SÉVÈRE.....	109
FIGURE 6-20 TENSIONS DE SORTIE DU C.S.S. LORS D'UN CREUX DE TENSION SÉVÈRE.....	110
FIGURE 6-21 COURANTS DE SORTIE DU C.S.S. LORS D'UN CREUX DE TENSION SÉVÈRE..	110
FIGURE 6-22. TENSIONS À L'ENTRÉE DU C.S.S. LORS D'UNE SURTENSION DE MANOEUVRE.....	111
FIGURE 6-23. TENSIONS INJECTÉES PAR LE C.S.S. LORS D'UNE SURTENSIONS DE MANOEUVRE. ....	112
FIGURE 6-24 TENSIONS À LA SORTIE DU C.S.S. LORS D'UNE SURTENSION DE MANOEUVRE.....	112
FIGURE 7-1 SCHÉMA DE DESCRIPTION GÉNÉRALE .....	118
FIGURE 7-2 DIAGRAMME TYPIQUE DE RACCORDEMENT D'UN STATCON .....	121
FIGURE 7-3 DIAGRAMME ÉLECTRIQUE D'UN C.S.P.....	122
FIGURE 7-4 REPRÉSENTATION VECTORIELLE DE L'OPÉRATION DU C.S.P. DANS LE REPÈRE DE FRESNEL.....	124
FIGURE 7-5 CIRCUIT ÉLECTRIQUE ÉQUIVALENT DU C.S.P.....	125
FIGURE 7-6. REPRÉSENTATION VECTORIELLE DES QUANTITÉS DU CÔTÉ CA DU STATCON DANS LE RÉFÉRENTIEL SYNCHRONES.....	128

FIGURE 7-7 DIAGRAMME FONCTIONNEL DU SYSTÈME DE COMMANDE DU STATCON ....	129
FIGURE 7-8 SCHÉMA UNIFILAIRE DU RÉSEAU SIMULÉ POUR LE COMPENSATEUR PARALLÈLE.....	132
FIGURE 7-9 TENSION NON-COMPENSÉE PAR LE STATCON LORS D'UN APPEL DE CHARGE TRIPHASÉE.....	135
FIGURE 7-10 TENSION COMPENSÉE PAR LE STATCON LORS D'UN APPEL DE CHARGE TRIPHASÉE.....	135
FIGURE 7-11 TENSIONS EFFICACES AVEC ET SANS STATCON .....	136
FIGURE 7-12 COURANT INJECTÉ PAR LE STATCON LORS D'UN APPEL DE CHARGE TRIPHASÉ .....	137
FIGURE 7-13 FACTEUR DE PUISSANCE AVEC ET SANS STATCON LORS D'UN APPEL DE CHARGE TRIPHASÉ.....	138
FIGURE 7-14 TENSION NON-COMPENSÉE PAR LE STATCON LORS D'UN APPEL DE CHARGE MONOPHASÉ.....	139
FIGURE 7-15 TENSION EFFICACE NON-COMPENSÉE PAR LE STATCON LORS D'UN APPEL DE CHARGE MONOPHASÉ .....	139
FIGURE 7-16 TENSION COMPENSÉE PAR LE STATCON LORS D'UN APPEL DE CHARGE MONOPHASÉ.....	140
FIGURE 7-17 TENSION EFFICACE COMPENSÉE PAR LE STATCON LORS D'UN APPEL DE CHARGE MONOPHASÉ .....	140
FIGURE 7-18 COURANT INJECTÉ PAR LE STATCON LORS D'UN APPEL DE CHARGE MONOPHASÉ.....	141
FIGURE 7-19 TENSION NON-COMPENSÉE PAR LE STATCON LORS D'UN APPEL DE CHARGE ENTRE DEUX PHASES.....	143
FIGURE 7-20 TENSION EFFICACE NON-COMPENSÉE PAR LE STATCON LORS D'UN APPEL DE CHARGE ENTRE DEUX PHASES .....	143
FIGURE 7-21 TENSION COMPENSÉE PAR LE STATCON LORS D'UN APPEL DE CHARGE ENTRE DEUX PHASES.....	144
FIGURE 7-22 TENSION EFFICACE COMPENSÉE PAR LE STATCON LORS D'UN APPEL DE CHARGE ENTRE DEUX PHASES .....	145
FIGURE 7-23 COURANT INJECTÉ PAR LE STATCON LORS D'UN APPEL DE CHARGE ENTRE DEUX PHASES.....	145
FIGURE 7-24 TENSION NON-COMPENSÉE PAR LE STATCON LORS D'UN CREUX DE TENSION TRIPHASÉ PROVENANT D'UNE LIGNE EXTERNE.....	146

FIGURE 7-25 TENSION COMPENSÉE PAR LE STATCON LORS D'UN CREUX DE TENSION TRIPHASÉ PROVENANT D'UNE LIGNE EXTERNE.....	147
FIGURE 7-26 COURANT INJECTÉ PAR LE STATCON LORS D'UN CREUX DE TENSION TRIPHASÉ PROVENANT D'UNE LIGNE EXTERNE.....	148
FIGURE 7-27 FACTEUR DE PUISSANCE À LA SORTIE DU STATCON LORS D'UN CREUX DE TENSION TRIPHASÉ PROVENANT D'UNE LIGNE EXTERNE.....	149
FIGURE 7-28 RÉACTION DU COMPENSATEUR PARALLÈLE EN PRÉSENCE D'UNE SURTENSION DE MANOEUVRE.....	151
FIGURE 8-1 PARC INDUSTRIEL À HAUTE QUALITÉ, CONFIGURATION NO 1.....	160
FIGURE 8-2 PARC INDUSTRIEL À HAUTE QUALITÉ, CONFIGURATION NO 2.....	164
FIGURE 8-3 PARC INDUSTRIEL À HAUTE QUALITÉ, CONFIGURATION NO 3.....	166
FIGURE 9-1. MODÈLE DE COÛT.....	168
FIGURE 9-2. ANALYSE DE SENSIBILITÉ DE LA RENTABILITÉ DES SOLUTIONS.....	182
 FIGURE A- 1 EXEMPLE DE PROFIL DE L'AMPLITUDE DE LA TENSION EFFICACE EN FONCTION DU TEMPS. ....	198
FIGURE A- 2 DISTORSION DE L'ONDE DE TENSION DÙ À LA PRÉSENCE D'UN HARMONIQUE DE 5 <sup>E</sup> RANG.....	200
FIGURE A- 3 TENSIONS D'UN SYSTÈME TRIPHASÉ ÉQUILIBRÉ.....	201
FIGURE A- 4 TENSIONS D'UN SYSTÈME TRIPHASÉ DÉSÉQUILIBRÉ EN AMPLITUDE ET EN PHASE. ....	201
FIGURE A- 5 VALEUR EFFICACE DE LA TENSION LORS D'UN CREUX DE TENSION .....	204
FIGURE A- 6 FORME D'ONDE LORS D'UN CREUX DE TENSION DE 2 PÉRIODES .....	205
FIGURE A- 7 SÉQUENCE TYPIQUE D'UN RÉENCLENCHEUR D'HYDRO-QUÉBEC .....	207
FIGURE A- 8 ONDE OSCILLATOIRE AMORTIE DE 5 KHZ. ....	212
FIGURE A- 9 IMPULSION UNIDIRECTIONNELLE DE 1,2 MS DE TEMPS DE MONTÉE ET DE 50 ms DE DURÉE. ....	212

## LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

ABB	Asea Brown Boveri
ACNOR	Association Canadienne de Normalisation
ASSC	Alimentation de Secours Sans Coupure
CÉI	Commission Électrotechnique Internationale
CÉM	Compatibilité Électromagnétique
CSP	Compensateur Statique du type Parallèle
CSS	Compensateur Statique du type Série
DSTATCON	Distribution Static Condenser
DVR	Dynamic Voltage Restorer
EMTP	ElectroMagnetic Transients Program
EPRI	Electrical Power Research Institute
IEEE	Institute of Electrical & Electronic Engineers
ITR	Interrupteur de Transfert Rapide
TMM	Temps Maximal de Maintien
TOSM	Technologie de l'Onde sur Mesure

## 1. INTRODUCTION

L'essor de l'électronique de puissance et de commande a augmenté la dépendance des procédés envers l'électricité ainsi que la sensibilité de ces procédés à la forme de l'onde et à ses perturbations. Les entraînements à vitesse variable, les automates programmables et les ordinateurs ont bien joué un rôle important dans l'augmentation de productivité de tous les types d'industrie, mais en même temps ils ont rendu les utilisateurs de l'électricité sensibles à des perturbations de courte durée qui auraient auparavant passé inaperçues. Rapidement, les pertes de production industrielles associées à des perturbations de l'onde électrique ont dépassé en nombre celles attribuables aux interruptions de service, au point où elles représentent aujourd'hui la majorité des pertes.

### *1.1. UN DILEMME ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET LE CLIENT.*

Ces problèmes de qualité de l'onde qui résultent en des pertes de production pour les procédés critiques des clients consommateur d'énergie amènent souvent un dilemme entre le distributeur d'électricité et ces clients. Les responsabilités de la société de service et le manque de consensus entre celle-ci et ses clients sur ce qui est acceptable comme qualité de l'onde compliquent la résolution des problèmes. La cause des problèmes peut provenir des deux côtés du compteur. La solution optimale peut être le résultat de l'application de solutions sur les réseaux de distribution et /ou sur les réseaux des clients.

Traditionnellement, pour des problèmes provenant du réseau du distributeur, l'approche a été de travailler du côté client pour désensibiliser les charges critiques tout en améliorant l'état des réseaux du côté distributeur. Toutefois une fois ces efforts accomplis, il y a encore beaucoup de situations où il est impossible d'améliorer d'avantage la situation. Dans ces cas, les solutions du côté client deviennent souvent très onéreuses, ex.

installations de grandes unités d'alimentation d'urgence sans coupure (UPS). Du côté distribution, la construction de lignes dédiées peut être très difficile et ne pas régler complètement le problème.

Un sondage des clients industriels et commerciaux américains a été réalisé par EPRI <sup>1</sup> en juin 1992 . Le but du sondage était de déterminer les critères utilisés par ces clients pour prendre des décisions quant à l'achat, l'installation et l'opération d'équipement de mitigation pour assurer une alimentation électrique sans perturbations. Les résultats du sondage, qui peuvent être facilement appliqués à nos clients québécois, indiquent que l'amélioration de la qualité du service électrique, au delà de ce qui est présentement offert par les utilités, est désirable. Le coût économique d'un service électrique dégradé pour les opérations des clients est suffisamment significatif pour justifier des investissements majeurs pour de l'équipement de conditionnement de la qualité de l'onde. Autre fait significatif, la majorité des clients interrogés ont indiqué qu'ils préféreraient que le distributeur fournisse lui-même la solution au lieu d'avoir à acheter, installer opérer et entretenir leurs propres équipements pour la mitigation des perturbations.

## ***1.2. LA DÉRÉGLEMENTATION.***

Avec la déréglementation de l'industrie électrique et l'ouverture des marchés, les sociétés de service électrique sont de plus en plus surveillées quant au degré de qualité de leur produit, l'électricité. En effet cette déréglementation ouvrira la compétition entre les fournisseurs d'énergie et les clients pourront choisir parmi plusieurs fournisseurs pour obtenir à la fois de meilleurs prix pour leur électricité et une meilleure qualité de service qui satisfasse les besoins de leurs charges sensibles. On s'attend dans le secteur du marché de détail en particulier à ce que les pressions augmentent sur les distributeurs pour qu'ils contrôlent leurs coûts et offrent de nouveaux services à leurs clients. Le résultat est que les distributeurs concentrent de plus en plus leurs efforts pour optimiser



l'utilisation des équipements existants sur leurs réseaux de distribution tout en planifiant des améliorations qui leur donneront des avantages compétitifs pour le futur. Ces améliorations et ces nouveaux services pourraient constituer des incitatifs pour attirer ou conserver les clients industriels oeuvrant dans le domaine de la haute technologie et autres industries où les pertes de production sont coûteuses.

### ***1.3. NOUVELLES TECHNOLOGIES.***

L'émergence de technologies de mitigation du type « custom power », que nous traduirons par « Onde sur Mesure » pour la suite de ce mémoire, permettant d'améliorer la qualité de l'onde directement sur les réseaux de distribution moyenne-tension rend possible le concept d'une fourniture de qualité supérieure qui garantirait une qualité accrue du service aux clients industriels.

L'Onde sur Mesure est le nom générique référant au concept d'employer des dispositifs à base d'électronique de puissance sur les réseaux de distribution des compagnies d'électricité dans le but de fournir une qualité d'onde supérieure à l'utilisateur.

Une des applications intéressantes est la création de parcs industriels sur mesure (Custom Power Park). Ce sont des parcs industriels et/ou de bureaux d'affaires qui offrent une qualité de service électrique garantie comme incitatif pour attirer la clientèle.

L'Onde sur Mesure est une solution technologique innovatrice dans une industrie qui a vu très peu d'innovation technologique ces dernières années. Ces concepts pourraient donner aux planificateurs des réseaux de distribution un ensemble d'outils permettant à leur entreprise d'offrir une qualité de service sur mesure et garantie à leurs clients.

Ce service sur mesure peut aussi apporter des occasions d'affaires aux distributeurs d'énergie électrique. Dans un marché déréglementé, pouvoir offrir un niveau de qualité de l'onde sur mesure peut donner un avantage compétitif.

#### ***1.4. OBJECTIFS DE LA RECHERCHE ET APPROCHE ENVISAGÉE.***

Ce projet consiste à étudier les technologies du type Onde sur Mesure, conçue pour améliorer la qualité de l'onde sur les réseaux de distribution, d'en expliquer les principes de fonctionnement et d'évaluer leurs performances, avantages et inconvénients aux points de vue technique et économique.

L'avènement de ces technologies étant relativement récent, la littérature existante à leur sujet est surtout l'œuvre des concepteurs et manufacturiers. Pendant ce temps, très peu d'expériences pratiques ont été réalisées sur les réseaux, d'où la rareté des informations donnant le point de vue de l'utilisateur, quant aux performances réelles de ces dispositifs.

L'approche envisagée consiste justement à combler en partie ce vide en prenant le point de vue de l'utilisateur, soit l'ingénieur de réseaux de distribution. Sa mission est de planifier, concevoir, exploiter et maintenir le réseau de façon à alimenter la charge au plus bas coût possible, tout en respectant certains critères de qualité de service. Celui-ci est donc plus intéressé par les effets et performances des technologies dans des conditions réalistes de réseaux, que par les détails de leur conception. Ce mémoire n'est donc pas un traité d'électronique de puissance, de commande ou encore de simulation numérique des réseaux mais se veut plutôt un guide d'application destiné à l'ingénieur de réseaux de distribution qui aura à décider de la pertinence d'utiliser ces technologies.

Nous commencerons d'abord au chapitre 2 par une revue des besoins d'amélioration de la qualité de l'onde pour bien situer le problème au niveau technique. Une description

sommaire des différentes perturbations de l'onde électrique pouvant affecter les charges des clients, sera donnée ainsi qu'un aperçu de ce qui peut être fait pour améliorer la situation.

Le chapitre 3 présentera ensuite une introduction aux technologies de l'onde sur mesure que nous aborderons plus spécifiquement mais toujours de façon générique aux chapitres 5 à 7. Les principes de fonctionnement, la modélisation mathématique et les stratégies de commande seront présentés afin de bien faire ressortir les forces et faiblesses de chaque système. Le développement des outils mathématiques communs à ces trois chapitres sont quant à eux regroupés au chapitre 4, pour éviter la duplication. Des simulations numériques réalisées à l'aide du programme EMTP seront ensuite présentées afin d'évaluer la performance de ces systèmes dans des conditions réalistes de réseau perturbé. Ces résultats de simulations n'ont évidemment pas la prétention de représenter parfaitement la réalité, dans la mesure où la modélisation d'un système complexe est toujours imparfaite et incomplète. Ces simulations ont plutôt pour objet d'évaluer sommairement l'efficacité des technologies, de déceler leurs problèmes d'application et de dresser un portrait de compréhension général de leur comportement dynamique en présence de perturbations typiques d'un réseau de distribution.

Nous présenterons ensuite au chapitre 8, le concept d'un parc industriel à haute qualité, qui est une application à grande échelle des technologies de l'Onde sur Mesure. Nous verrons les avantages dont peuvent bénéficier les occupants d'un tel parc industriel.

L'analyse de rentabilité économique de cette dernière application est présentée au chapitre 9 où une comparaison est faite avec des moyens de mitigation utilisés traditionnellement dans l'industrie.

## 2. BESOINS D'AMÉLIORATION

Il est indispensable avant de proposer toute amélioration de la qualité du produit électricité de bien définir ce qu'est ce produit et quelles en sont les caractéristiques de base, les limites et les améliorations souhaitables et possibles pour améliorer la compatibilité entre les équipements et le réseau.

La diversification des applications de l'électricité a amené les sociétés d'électricité partout dans le monde à définir les caractéristiques et les limites de l'alimentation qu'elles fournissent afin de contribuer à l'optimisation de l'utilisation que chaque client fait de leur produit. Hydro-Québec a ainsi défini neuf caractéristiques <sup>2</sup>, nommément la tension permanente, les harmoniques, les déséquilibres de tension, le papillotement, les creux de tension, les coupures brèves, les surtensions temporaires, les surtensions transitoires et les variations de fréquence.

### 2.1. COMPATIBILITÉ ÉLECTROMAGNÉTIQUE (CÉM)

Au niveau international, on définit la CÉM comme « l'aptitude d'un appareil ou d'un système à fonctionner dans son environnement électromagnétique de façon satisfaisante et sans produire lui-même des perturbations électromagnétiques intolérables pour tout ce qui se trouve dans cet environnement » [CÉI 50 (161-01-07)].

Cette définition montre clairement deux aspects :

- qu'il doit y avoir compatibilité entre l'équipement et l'alimentation à laquelle il est soumis;
- que l'équipement ne doit pas perturber l'alimentation et, par le fait même, le fonctionnement des autres équipements.

Le degré de compatibilité désiré entre l'équipement et l'alimentation dépend bien sûr de l'utilisation qui est faite de l'équipement et des conséquences d'une incompatibilité. Par exemple, l'arrêt momentané d'un entraînement à vitesse variable et du moteur qu'il actionne peut être acceptable dans le cas d'un système de ventilation mais dramatique quand il s'agit d'une ligne de production.

Il est donc important, pour chaque application, de bien considérer le degré d'immunité que doit présenter l'équipement compte tenu de l'alimentation à laquelle il est soumis, c'est-à-dire des caractéristiques de l'électricité livrée par le distributeur et modifiée par les installations du client, entre le point de livraison et l'équipement. Cette immunité peut caractériser l'équipement même ou être améliorée par l'ajout de dispositifs d'atténuation ou de mitigation tels que des filtres, une alimentation sans coupures, des compensateurs statiques etc.

## **2.2. *L'ÉLECTRICITÉ COMME PRODUIT***

Depuis 1985, la Communauté économique européenne considère l'électricité comme un produit présentant à la fois des caractéristiques et des limites qui doivent être définies. Même si, en Amérique du Nord, la situation n'est pas aussi claire, il devient chaque jour plus évident que, pour faire un usage satisfaisant de l'électricité, il est nécessaire de savoir en quoi consiste l'électricité et ce qu'elle n'est pas, c'est-à-dire d'en connaître aussi les limites de manière à pouvoir s'assurer que les équipements électriques fonctionnent adéquatement.

### 2.3. LES CARACTÉRISTIQUES DES TENSIONS D'ALIMENTATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'HYDRO-QUÉBEC

Nous passons ici rapidement en revue les 9 caractéristiques définies par Hydro-Québec <sup>2</sup>, en ne donnant que les valeurs cibles ou indicatives qui les concernent. Pour plus de détails concernant ces caractéristiques, le lecteur est invité à consulter l'annexe A, où des explications d'ordre général sont données. (causes, effets, figures explicatives, etc)

#### 2.3.1. Tension Permanente

##### Valeurs cibles

En basse et en moyenne tension, les plages des valeurs cibles des tensions permanentes en conditions habituelles d'exploitation correspondent aux valeurs définies par la norme ACNOR C235-83. Pour la haute tension, la plage est fixée par le règlement 634 d'Hydro-Québec <sup>3</sup>.

**Tableau 2-1 Valeurs cibles de l'amplitude des tensions permanentes**

NIVEAUX DE TENSION D'ALIMENTATION	VALEURS MINIMALES		VALEURS MAXIMALES	
	CONDITIONS EXTRÊMES (valeurs à 99,9 %)	CONDITIONS HABITUELLES D'EXPLOITATION (valeurs à 95 %)	CONDITIONS EXTRÊMES (valeurs à 99,9 %)	CONDITIONS EXTRÊMES (valeurs à 99,9 %)
Basse tension	$V_n - 15 \%$	$V_n - 11,7 \%$	$V_n + 5,8 \%$	$V_n + 10 \%$
120/240 V	(102/204 V)	(106/212 V)	(127/254 V)	(132/264 V)
347/600 V	(295/510 V)	(306/530 V)	(367/635 V)	(382/660 V)
Moyenne tension	$V_n - 10 \%$	$V_n - 6 \%$	$V_n + 6 \%$	$V_n + 10 \%$

### 2.3.2. Harmoniques

#### Valeurs cibles et indicatives

Les valeurs établies pour les réseaux de basse et de moyenne tension se comparent aux niveaux de compatibilité préconisés sur le plan international. Les valeurs des harmoniques impairs multiples du 3<sup>e</sup> rang ont toutefois été haussées pour tenir compte des caractéristiques des réseaux de distribution nord-américains, où le neutre est solidement mis-à-la-terre. En ce qui a trait à la haute tension, les valeurs indicatives présentées ci-dessous répondent à un objectif de coordination des niveaux de perturbations entre réseaux. Le cas échéant, des valeurs plus élevées pourront occasionnellement être présentes sur le réseau dans la mesure où elles ne causent pas de dépassement des valeurs cibles aux niveaux de tension inférieurs.

**Tableau 2-2 Valeurs des tensions harmoniques sur le réseau de distribution**

Rang (n)	VALEURS CIBLES ( $V_n/V_1$ %)	Rang (n)	VALEURS CIBLES ( $V_n/V_1$ %)
3	6	2	2
5	6	4	1,5
7	5	6	0,75
9	3,5	8	0,6
11	3,5	10	0,6
13	3	12 à 24	0,5
15	2	> 24	d. l.
17	2	TAUX DE DISTORSION (TOTALE)	
19	1,5		
21	1,5		
23	1,5		
25	1,5		
> 25	d. l.	2 à 50	8 %

### 2.3.3. Déséquilibres de tension

#### Valeurs cibles

Les valeurs cibles suivantes ne concernent que la composante inverse du déséquilibre, parce que c'est surtout cette composante qui est critique pour les équipements sensibles, notamment les moteurs et les convertisseurs électroniques de puissance.

**Tableau 2-3 Valeurs cibles des déséquilibres de tension inverse sur le réseau**

NIVEAU DE TENSION D'ALIMENTATION	ENSEMBLE $V_2/V_1$ (%)	CERTAINES RÉGIONS $V_2/V_1$ (%)
Basse et moyenne tension	2 %	3 %

### 2.3.4. Papillotement

#### Valeurs cibles et indicatives

**Tableau 2-4 Valeurs de papillotement sur le réseau**

NIVEAU DE TENSION D'ALIMENTATION	INDICE DE LONGUE DURÉE $P_{lt}$
Basse et moyenne tension	1

### 2.3.5. Creux de tension

#### Valeurs indicatives

Les valeurs sont établies par réseaux et indiquent le taux d'occurrence des creux de tension présentant une amplitude et une durée comprises dans un intervalle donné. De façon générale, on relève toutes les amplitudes de 10 % à 100 % et toutes les durées de plus d'une demi-période.



***Basse et moyenne tension.*** En zone urbaine, avec un réseau de distribution souterrain, un client subirait en moyenne de un à quatre creux de tension par mois ; ce nombre augmente dans les zones rurales. En général, la plupart des creux de tension durent moins d'une seconde et présentent une amplitude inférieure à 60 %.

***Haute tension.*** En général, sur le réseau haute tension, la plupart des creux de tension durent moins de 500 millisecondes et présentent une amplitude inférieure à 60 %.

### 2.3.6. Les coupures brèves

#### Valeurs indicatives

***Basse et moyenne tension.*** Dans les conditions habituelles d'exploitation, le nombre annuel de coupures brèves peut varier de quelques dizaines à une centaine. La durée d'environ 50 % des coupures brèves est inférieure à trois secondes et celle d'environ 90 % ne dépasse pas 20 secondes.

***Haute tension.*** Dans les conditions habituelles d'exploitation, on peut compter annuellement quelques dizaines de coupures brèves.

#### Tableaux statistiques.

Les données présentées dans les tableaux qui suivent, proviennent de campagnes de mesure menées 1993-1995 <sup>4,5</sup> et constituent en fait la performance des réseaux moyenne et haute tension en ce qui a trait aux creux de tensions et interruptions brèves . Le traitement statistique des données a consisté à retenir la valeur moyenne du nombre de creux pour l'ensemble des sites mesurés, pour chacune des catégories de creux de tension

et de coupures brèves (case amplitude-durée). Les cases ombragées représentent des catégories d'événements susceptibles d'affecter le fonctionnement d'équipements, ceci basé sur les courbes de sensibilité typiques connues, comme la courbe CEBMA <sup>6</sup>.

**Tableau 2-5. Performance moyenne du réseau de distribution****Campagne de mesure des creux de tension sur les réseaux de distribution ( moyenne des 26 sites)**

Ampli/durée	8-20ms	20-50ms	50-100ms	100-500ms	500ms-1s	1-3s	3-20s	20-60s	pannes
10%<20%	100	40	20	18	5	2.1	1.8	0.8	-
20%<30%	20	6	4	10	2.6	0.7	0.2	0.3	
30%<40%	6	3	2	3	1.5	0.7	0	0.1	
40%<50%	3	2	1	1	0.3	0.2	0	0	
50%<60%	1.8	0.7	0.3	1	0.2	0.1	0	0	
60%<70%	0.5	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0	0	
70%<80%	0.1	0.15	0.1	0	0	0.1	0	0	
80%<90%	0.4	0.15	0.1	0	0	0	0	0	
90%<100%	0.2	0.1	0	0	0	1.9	1.6	0.7	4

En comptant le nombre d'événements dans les cases ombragées, on constate qu'en moyenne, sur les réseaux moyenne-tension, 43 événements/année sont susceptibles de perturber les équipements des clients, dont environ 33 creux de tensions, 6.5 interruptions brèves et 4 pannes.

**Tableau 2-6. Performance moyenne du réseau haute-tension****Campagne de mesure des creux de tension dans les postes haute-tension ( moyenne des 29 sites)**

Ampli/durée	8-20ms	20-50ms	50-100ms	100-500ms	500ms-1s	1-3s	pannes
10%<20%	113.8	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-
20%<30%	5.9	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	
30%<40%	2.7	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
40%<50%	0.4	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	
50%<60%	3.2	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	
60%<70%	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
70%<80%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
80%<90%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
90%<100%	0.0	0.5	0.6	0.6	0.0	0.1	0.5

En comptant le nombre d'événements dans les cases ombragées, on constate qu'en moyenne, sur les réseaux haute-tension, 7.3 événements/année sont susceptibles de perturber les équipements des clients, dont environ 5.1 creux de tensions, 1.7 interruption brève et ½ panne (1 panne par 2 années).

### 2.3.7. Les surtensions temporaires

#### Valeurs indicatives

L'importance des surtensions qui se manifestent lors de courts-circuits monophasés à la terre varie en fonction de l'endroit du défaut, de l'impédance du réseau et du régime de mise à la terre du neutre, comme suit :

- dans le cas des réseaux dont le neutre est effectivement mis à la terre, les surtensions phase-terre survenant sur les phases saines sont généralement inférieures à 140 % et ont une durée typique de quelques cycles à quelques secondes, suivant la rapidité des dispositifs de protection utilisés pour éliminer le défaut ;
- dans le cas des réseaux dont le neutre est isolé ou flottant, les surtensions survenant sur les phases saines peuvent atteindre 180 %. (Les cas de surtensions plus élevées qui se manifestent en cas de défaut d'arc à la terre, quand la mise à la terre est de type capacitive, sont exclus de ces mesures.)

### 2.3.8. Les surtensions transitoires

#### Valeurs indicatives

**Basse tension.** Dans les cas extrêmes où la foudre entre en jeu, la tension en circuit ouvert peut atteindre 6 kV crête à l'intérieur et 10 kV crête à l'extérieur des bâtiments ; ces valeurs ont été établies en tenant compte des tensions d'isolement des installations basse tension.

**Basse, moyenne et haute tension.** L'onde oscillatoire amortie reliée à la commutation d'une batterie de condensateurs sur le réseau présente une amplitude typiquement inférieure à deux fois la tension crête du réseau. Cette valeur peut être plus élevée en présence de résonance entre les équipements du client et le réseau du distributeur.

### **2.3.9. Variations de fréquence**

#### **Valeurs guides**

Dans les conditions habituelles d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale en réseau se situe dans les plages suivantes :

- réseau principal : 60 Hz à plus ou moins 0,6 Hz ou 1 % (soit de 59,4 Hz à 60,6 Hz) pendant 99 % du temps de la semaine.
- réseau îloté : la fréquence peut varier momentanément de plus ou moins 4 Hz par rapport à la fréquence fondamentale de 60 Hz (56 Hz à 64 Hz).

## **2.4. CARACTÉRISTIQUES AMÉLIORÉES**

Les valeurs cibles et indicatives pour les différents phénomènes affectant la qualité de service présentées à la section précédente caractérisent en fait le service de base offert par Hydro-Québec. Elles ont pour but de renseigner les clients sur l'environnement électrique dans lequel ils raccordent leurs charges sensibles. Toutefois, une alimentation électrique parfaitement conforme au point de livraison à ces caractéristiques ne saurait garantir le fonctionnement satisfaisant des équipements ou des procédés, qui ne peut être obtenu que si ces équipements ou procédés sont compatibles avec l'alimentation fournie.

Il est important de réaliser que les caractéristiques de la tension peuvent varier de façon aléatoire, à la fois dans le temps, à un point de fourniture donné, et dans l'espace, à un instant donné. En effet, en conditions habituelles d'exploitation, les tensions d'alimentation sont sujettes à des variations qui sont dues à des modifications de charge du réseau, à des perturbations produites par certains équipements et à l'apparition de défauts principalement attribuables à des causes externes.

Ainsi certains des phénomènes qui ont une incidence sur la tension sont particulièrement imprévisibles de sorte qu'il est impossible d'indiquer la valeur précise des caractéristiques qui en sont affectés. Il est donc nécessaire de définir l'effet de ces événements sur les caractéristiques en termes de statistiques et de probabilité au lieu de les décrire par des valeurs extrêmes.

Dans le cas de certaines caractéristiques de la tension, la nature aléatoire des perturbations ne permet pas de définir des valeurs cibles. Comme par exemple les creux de tension, les coupures brèves et les surtensions temporaires et transitoires qui sont les principaux responsables des pertes de production dans l'industrie. Les valeurs indicatives qui sont données font simplement état des statistiques d'occurrence disponibles et ne visent qu'à renseigner l'utilisateur de l'électricité sur ce à quoi il doit s'attendre comme environnement électrique de base.

Les clients industriels qui opèrent des équipements et des procédés sensibles dans cet environnement de base doivent donc s'attendre à subir des perturbations pouvant résulter en des pertes de production coûteuses. Il apparaît donc légitime pour ces clients de chercher à améliorer la qualité de leur alimentation électrique ou d'exiger du distributeur un produit de qualité supérieure présentant des caractéristiques améliorées.

Traditionnellement, il existe trois types de solutions pour protéger les charges sensibles contre les perturbations du réseau.

**Désensibilisation des charges sensibles face aux perturbations:** Souvent, il est possible pour les manufacturiers d'augmenter la tolérance ou l'immunité des équipements sensibles. Ceci peut être aussi simple que d'ajuster un relais de sous-tension dans le système de contrôle ou d'ajouter des condensateurs c.c. pour emmagasiner plus d'énergie. Ces solutions aident à désensibiliser les charges critiques.

Le distributeur peut aussi aider en augmentant la tension au point de livraison de façon à ce que la tension aux bornes de l'équipement sensible soit légèrement au dessus de la tension nominale d'opération de cet équipement. Ainsi beaucoup de creux de tension de faible amplitude et de courte durée, qui constitue la majorité des creux de tension (voir tableaux 1-6 et 1-8), ne tomberont pas sous la courbe de sensibilité de l'équipement. La tension à l'entrée de service peut être augmentée en ajoutant des batteries de condensateurs ou en ajustant la prise du transformateur de service à la hausse.

**Réduction de l'occurrence ou élimination des événements:** Les distributeurs d'électricité emploient plusieurs méthodes pour réduire le nombre d'événements sur leurs réseaux. Citons par exemple l'émondage, les protections contre les animaux, l'utilisation de réseaux souterrains, l'alimentation à partir de lignes de distribution plus courtes ou s'alimentant elles-mêmes de réseaux de transport/répartition mieux protégés contre les intempéries et les animaux. Toutefois toutes ces méthodes augmentent le coût de revient pour les distributeurs ce qui se répercute un jour ou l'autre sur la tarification. Même si les distributeurs peuvent ajouter des ressources pour réduire le nombre d'événements, ils ne peuvent les éliminer toutes étant donné la nature étendue des réseaux et leur exposition inhérente aux intempéries et autres facteurs externes.

**Moyens de mitigation:** Toutefois les mesures précédentes peuvent ne pas être suffisantes pour atteindre le niveau désiré de qualité de service. Lorsque les deux premiers types de solutions ont été épuisés, et qu'une augmentation de la qualité de l'onde additionnelle est requise, on doit alors se tourner vers les moyens de mitigation, ce qui entraîne généralement des investissements importants. Traditionnellement pour les clients, ces moyens de mitigation seront vraisemblablement des alimentations sans coupure (ASC) ou de la génération locale, lesquelles entraînent des coûts d'opération élevés et peuvent ne pas régler complètement les problèmes.

Les technologies de l'Onde sur Mesure fournissent maintenant une quatrième option, qui permet au distributeur d'offrir une solution aux problèmes de qualité de l'onde de son côté du réseau à un niveau qui est satisfaisant pour le client. Nous allons démontrer dans ce mémoire que dans certains cas, cette option est la plus économique pour établir le niveau de qualité de service requis.

Le but visé est idéalement de garantir une tension d'alimentation dont les caractéristiques seraient supérieures à celles du produit de base. Par exemple, on pourrait garantir une alimentation exempte de la plupart des creux de tension et des interruptions brèves, de certaines surtensions transitoires ou même de certaines pannes longues durées.



### **3. L'ONDE SUR MESURE.**

#### **3.1. INTRODUCTION.**

L'Onde sur Mesure « Custom Power » est le nom générique référant au concept d'employer des dispositifs à base d'électronique de puissance sur les réseaux de distribution des compagnies d'électricité dans le but de fournir une qualité d'onde supérieure aux utilisateurs <sup>7</sup>.

Ce concept est né d'abord d'une association entre EPRI (Electricai Power Research Institute) et la compagnie Westinghouse <sup>1</sup>. Les premières technologies de l'Onde sur Mesure (T.O.S.M.) ont été développées par Westinghouse dans le cadre du programme de recherche « EPRI Custom Power Program » au début des années 90.

La famille de T.O.S.M lancé originellement par Westinghouse inclue;

- le « Distribution Static Condenser (DSTATCON) »,
- le « Dynamic Voltage Restorer (DVR) »,
- le « Solid-State Breaker/Transfer Switch »

Depuis, d'autres manufacturiers majeurs se sont lancés dans la course, tels, ABB, Jocelyn, General Electric pour n'en nommer que quelques uns.

Les trois grandes catégories de T.O.S.M. dont nous traiterons en détail dans les chapitres subséquents sont les suivantes;

- les interrupteurs de transfert rapide à état-solide (I.T.R.).
- les compensateurs statiques de type série (C.S.S.).
- les compensateurs statiques de type parallèle (C.S.P.).

### 3.2. LA TECHNOLOGIE.

Les dispositifs de l'onde sur mesure doivent être capables de réagir en temps réel à l'état du réseau de distribution et s'ajuster rapidement pour maintenir le degré voulu de qualité de l'onde. La technologie clé qui a rendu possible ces dispositifs est celle des semi-conducteurs de puissance. Les développements récents sur les thyristors blocables et les transistors à grille isolée nous procurent des composants avec des capacités opérationnelles adéquates pour les applications à grande puissance et ils sont maintenant disponibles à des coûts intéressants pour les applications sur les réseaux de distribution. Mentionnons également les développements dans les domaines des micro-contrôleurs, du traitement de signaux, des communications par fibre optiques et des techniques permettant de connecter les semi-conducteurs en série qui ont contribué à la réalisation des T.O.S.M.

Au coeur de certaines T.O.S.M., soient les compensateurs statiques de type parallèle et série, se trouve un onduleur source tension, basé sur la technologie des transistors à grille isolée. Ce type de composant est souvent choisi car il est capable de commuter à des fréquences relativement hautes ( $>1\text{kHz}$ ) ce qui permet de générer des formes d'onde relativement propre à l'aide des techniques de modulation à largeur d'impulsion (MLI). La commande de l'onduleur surveille constamment la tension de la ligne de distribution et compare les données avec un signal de consigne. Le raccordement de l'onduleur au réseau de distribution se fait à l'aide d'un transformateur de distribution classique.

L'onduleur lui-même est constitué de modules individuels qui incorporent le transistor à gille isolée, le circuit d'allumage, le circuit amortisseur (snubber), la diode antiparallèle et le radiateur (heat sink). Les modules sont raccordés en série pour créer des pôles, qui sont à leur tour, configurés en paires antiparallèles pour créer des modules monophasés. Trois de ces modules monophasés sont nécessaires pour les applications triphasées. Ils sont raccordés en commun au lien c.c de l'onduleur pour faciliter le transfert d'énergie entre les phases.

Certaines fonctions des compensateurs statiques parallèles ou série nécessitent l'emploi d'accumulateur d'énergie. Un certain nombre de technologies sont maintenant rendues à un stade suffisant de maturité pour être considérés comme des solutions viables pour les applications de l'Onde sur Mesure. Parmi celles ci:

- condensateurs à ultra haute densité d'énergie (technologie double couche),
- piles avancées,
- accumulation d'énergie cinétique par volant d'inertie,
- accumulation d'énergie magnétique par bobine supraconductrice (SMES).

Toutes ces formes d'accumulation d'énergie peuvent produire une tension continue et sont donc capables de se recharger à partir du lien c.c de l'onduleur.

Contrairement aux deux autres T.O.S.M., l'ITR est basé sur la technologie des thyristors ou des thyristors blocables, même s'il utilise beaucoup des mêmes techniques d'opération. Les ITR statiques sont déjà utilisés en basse tension par les clients industriels depuis plus de 20 ans. Depuis environ deux ans, au moins 4 fabricants offrent des ITR moyenne tension. Deux principaux problèmes durent être résolus lors du passage à la moyenne tension. Premièrement les semi-conducteurs à ce niveau de tension se devaient d'être disponibles à un prix raisonnable. Deuxièmement, la stratégie de commande est

plus complexe car il y a beaucoup plus de contingence possible sur un réseau de distribution qu'il n'y en a sur un réseau basse tension d'un client.

Certains manufacturiers, dont Westinghouse, offrent également une version disjoncteur à état solide, permettant d'interrompre très rapidement des courants de défauts. Nous ne traiterons toutefois pas de cette technologie dans ce mémoire.

Les chapitres qui suivent reprennent en détail, mais toujours de façon générique, les trois grandes catégories de T.O.S.M. Les principes de fonctionnement, la modélisation mathématique et les stratégies de commande seront présentés afin de bien faire ressortir les forces et faiblesses de chaque système. Des simulations numériques réalisées à l'aide du programme EMTP seront ensuite présentées afin d'évaluer la performance de ces systèmes dans des conditions réalistes de réseau perturbé.

## 4. OUTILS MATHÉMATIQUES

Nous présentons dans ce chapitre, les développements des outils mathématiques utilisés tout au long de ce mémoire. Ce formalisme mathématique a d'abord été étudié par Schauder et Mehta <sup>8</sup> pour le contrôle des compensateurs statiques avancés utilisés pour la compensation dynamique des lignes de transport d'énergie. Il est par conséquent, beaucoup plus adapté aux conditions prévalants sur les réseaux haute tension, et nous le verrons plus loin, moins efficace lorsqu'il s'agit de corriger les perturbations sur un réseau de distribution. Nous avons quand même décidé de le présenter, car selon les informations obtenues lors de cette recherche, ces mathématiques sont également à la base des stratégies de commande des T.O.S.M. qui sont dédiés à l'amélioration de la qualité de l'onde des réseaux de distribution.

### 4.1. PUISSANCE RÉACTIVE INSTANTANÉE.

De façon générale les compensateurs statiques régulent la tension à leur point de raccordement essentiellement en agissant sur le courant réactif tiré du réseau. La notion de puissance réactive est bien connue en terme de phaseur en régime permanent. Mais pour obtenir un modèle du compensateur valide en régime transitoire pour ainsi étudier son comportement dynamique sous l'influence de perturbations du réseau, distorsion ou déséquilibre de tension, Schauder et Mehta proposent une définition plus large de la puissance réactive qui est valide en régime transitoire.

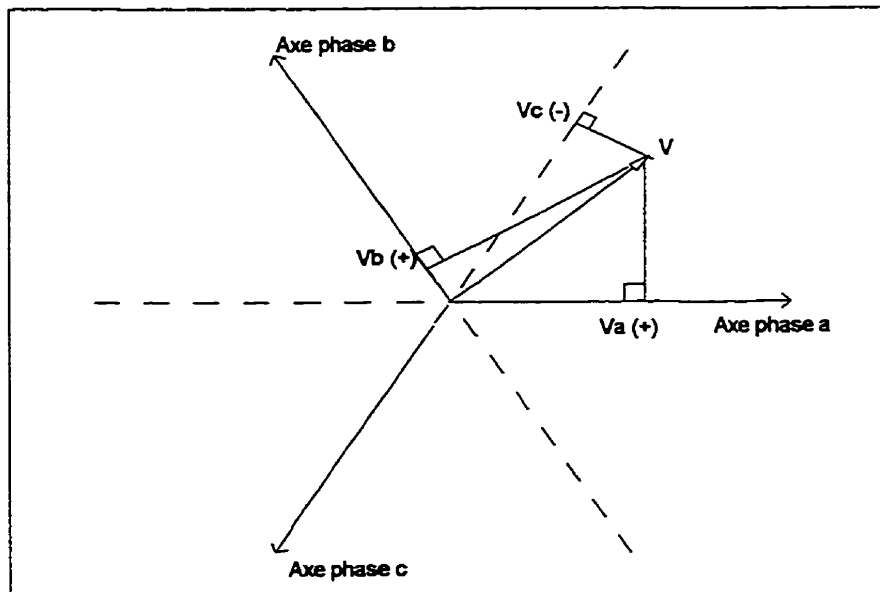
La puissance réelle instantanée en un point du réseau est donnée par l'expression suivante.

$$P = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (4-1)$$

La puissance réactive instantanée peut être définie conceptuellement<sup>8</sup> comme la partie du système des courants triphasés qui pourrait être éliminée à tout instant sans altérer la puissance réelle  $P$ . L'expression algébrique de cette puissance réactive instantanée est obtenue quant à elle au moyen d'une interprétation vectorielle des valeurs instantanées des variables du réseau, comme expliqué dans la prochaine section.

#### 4.2. REPRÉSENTATION VECTORIELLE DES VARIABLES TRIPHASÉES INSTANTANÉES.

Un système de trois variables de phase instantanées dont la somme est nulle (réseau trois fils sans retour) peut être représenté de façon unique au moyen d'un seul point dans un plan comme montré à la figure 4-1.



**Figure 4-1 Représentation vectorielle des variables triphasées instantanées  
dans un plan**

Par définition, le vecteur tracé de l'origine jusqu'à ce point possède une projection verticale sur chacun des trois axes disposés symétriquement et qui correspond à la valeur instantanée des variables de phase correspondantes. Cette transformation des variables de phases en un vecteur instantané peut être appliquée aux tensions comme aux courants. Par exemple pour les trois tensions de phases, l'expression du vecteur tension instantané dans le plan complexe sera;

$$v(t) = \frac{2}{3} [v_a(t) + av_b(t) + a^2 v_c(t)] \quad (4-2)$$

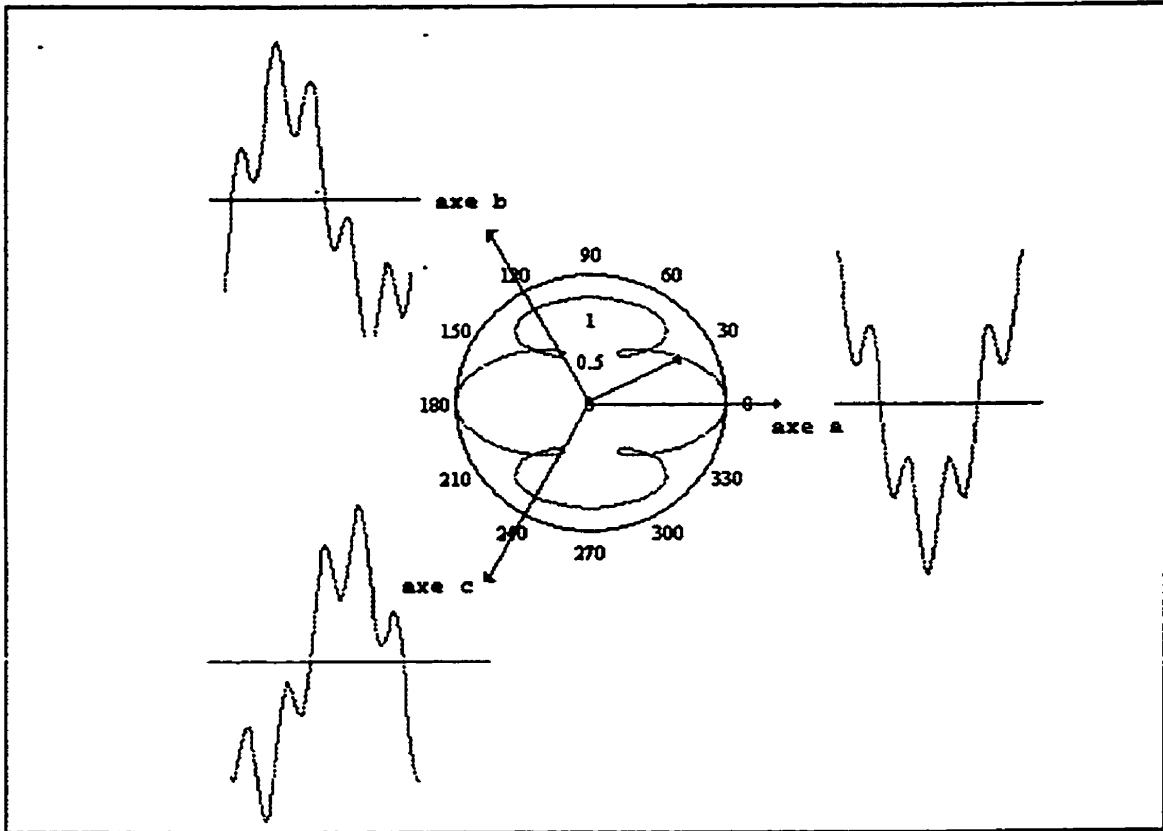
Où

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = e^{-j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

Le facteur de normalisation 2/3 est choisi pour que les deux termes de l'équation (4-2) aient la même norme.

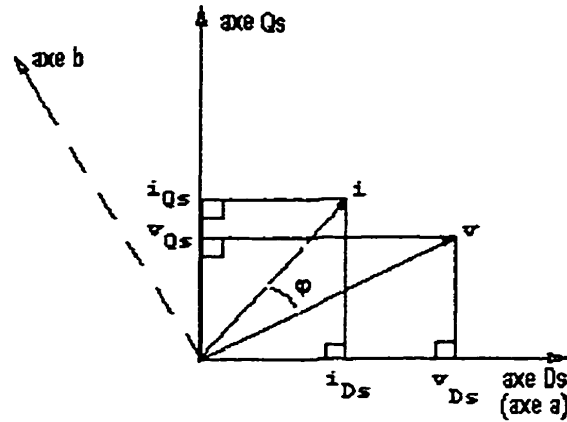
Lorsque les valeurs des variables de phases varient dans le temps, le vecteur se déplace autour du plan décrivant diverses trajectoires. Le vecteur instantané contient toute l'information sur le système triphasé incluant le déséquilibre, les harmoniques et les composantes transitoires. La figure 4-2 illustre la trajectoire du vecteur développée dans le cas d'un système triphasé avec une importante 5<sup>ème</sup> harmonique.



**Figure 4-2 Trajectoire du vecteur développée dans le plan pour un système triphasé avec une importante 5<sup>ème</sup> harmonique**

À la figure 4-3, la représentation vectorielle est étendue en introduisant un système de coordonnées orthogonales dans lequel chaque vecteur est décrit au moyen de ses composantes  $D_s$  et  $Q_s$ .





**Figure 4-3 Représentation des quantités vectorielles dans le référentiel stationnaire Ds-Qs**

Dans le plan complexe, il est facile de voir que la composante Ds correspond à la partie réelle du vecteur et la composante Qs à la partie imaginaire. Alors si on développe l'équation 4-2, on obtient:

$$v(t) = \frac{2}{3} \left[ v_a(t) - \frac{v_b(t)}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} v_b(t) - \frac{v_c(t)}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} v_c(t) \right] \quad (4-3)$$

$$v_{Ds} = \text{Re } v(t) = \frac{2}{3} \left[ v_a(t) - \frac{v_b(t)}{2} - \frac{v_c(t)}{2} \right] \quad (4-4)$$

$$v_{Qs} = \text{Im } v(t) = \frac{2}{3} \left[ \frac{\sqrt{3}}{2} v_b(t) - \frac{\sqrt{3}}{2} v_c(t) \right] \quad (4-5)$$

La transformation orthogonale des variables de phases aux coordonnées Ds et Qs est donc la suivante:

$$[c] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad [c]^{-1} = \frac{3}{2} [c]^t \quad (4-6)$$

$$\begin{bmatrix} i_{Ds} \\ i_{Qs} \\ 0 \end{bmatrix} = [c] \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} v_{Ds} \\ v_{Qs} \\ 0 \end{bmatrix} = [c] \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4-7)$$

La dernière ligne est ajoutée pour rendre la matrice orthogonale et correspond à la composante homopolaire du système triphasé, que nous avons supposons nulle pour l'instant.

La figure 4-3 montre comment la représentation vectorielle mène à une définition du courant réactif instantané. Sur le diagramme, deux vecteurs sont tracés, l'un représentant la tension du réseau au point de raccordement du compensateur et l'autre le courant tiré par le compensateur. En utilisant les équations 4-6 et 4-7, la puissance active instantanée donné à l'équation 4-1 peut être réécrite en termes de coordonnées Ds et Qs comme suit:

$$P = \begin{bmatrix} v_a & v_b & v_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}^t \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}$$

$$P = \left\{ [c]^{-1} \begin{bmatrix} v_{Ds} \\ v_{Qs} \\ 0 \end{bmatrix} \right\}^t \left\{ [c]^{-1} \begin{bmatrix} i_{Ds} \\ i_{Qs} \\ 0 \end{bmatrix} \right\} = \begin{bmatrix} v_{Ds} \\ v_{Qs} \\ 0 \end{bmatrix}^t [c]^{-1} [c]^{-1} \begin{bmatrix} i_{Ds} \\ i_{Qs} \\ 0 \end{bmatrix}$$

Or cette transformation étant orthogonale, on a que:

$$[c]^{-1} = \frac{3}{2}[c]_t$$

$$P = \begin{bmatrix} v_{Ds} & v_{Qs} & 0 \end{bmatrix} \frac{3}{2} [c]^{-1} \begin{bmatrix} i_{Ds} \\ i_{Qs} \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$P = \frac{3}{2} (v_{Ds} i_{Ds} + v_{Qs} i_{Qs}) \quad (4-8)$$

Cette dernière expression est en fait le produit scalaire entre les vecteurs  $v$  et  $i$ , et peut s'exprimer aussi par:

$$P = \frac{3}{2} |v| |i| \cos \varphi \quad (4-9)$$

Où  $\varphi$  est l'angle entre les vecteurs tension et courant instantanés (voir figure 4-3). On voit clairement que seul la composante du vecteur courant qui est en phase avec le vecteur tension instantané, soit  $|i| \cos \varphi$ , contribue à la puissance active instantané. La composante restante du courant,  $|i| \sin \varphi$ , peut quant à elle être enlevée sans affecter la puissance active et par conséquent représente le courant réactif instantané. Nous définissons donc la puissance réactive instantanée par l'expression suivante:

$$Q = \frac{3}{2} |v| |i| \sin \varphi \quad (4-10)$$

Finalement on peut montrer par des manipulations géométriques sur la figure 6 que:

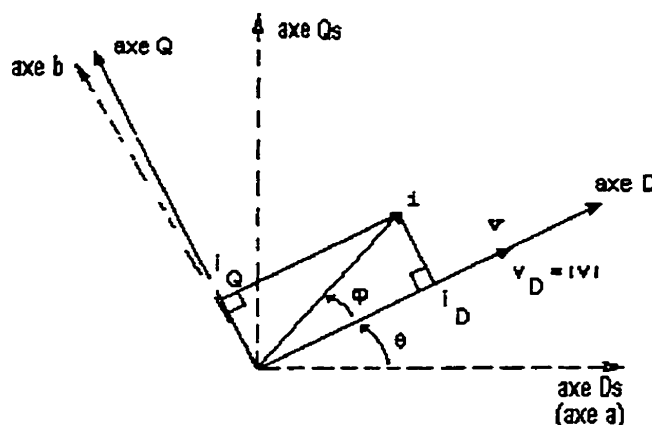
$$\sin \varphi = \frac{v_{Ds} i_{Qs} - v_{Qs} i_{Ds}}{|v| |i|}$$

Par conséquent:

$$Q = \frac{3}{2} (v_{Ds} i_{Qs} - v_{Qs} i_{Ds}) \quad (4-11)$$

Où le facteur 3/2 est choisi pour que cette nouvelle définition coïncide avec la définition classique en terme de phaseur sous des conditions de régime permanent équilibré.

La figure 4-4 montre comment des manipulations supplémentaires sur le référentiel nous amènent à une séparation des variables très utile pour les besoins de contrôle de puissance. Un nouveau référentiel est défini tel que l'axe D est toujours coïncident avec le vecteur tension instantané et l'axe Q toujours en quadrature avec ce vecteur.



**Figure 4-4 Représentation des quantités vectorielles dans le référentiel synchrone D-Q.**

La composante D du courant,  $i_D$ , représente le courant actif instantané et la composante Q du courant,  $i_Q$ , le courant réactif instantané. Les axes D et Q ne sont pas stationnaires dans le plan mais suivent la trajectoire du vecteur tension instantané et les coordonnées D et Q, dans ce référentiel tournant synchrone, sont données par les transformations, dépendantes du temps, suivantes:

$$[c_1] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (4-12)$$

$$[c_1]^{-1} = \frac{3}{2} [c_1]^T, \quad \theta = \tan^{-1} \left( \frac{v_{Qs}}{v_{Ds}} \right)$$

$$\begin{bmatrix} i_D \\ i_Q \\ 0 \end{bmatrix} = [c_1] \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} |v| \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = [c_1] \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4-13)$$

On remarque que cette transformation est similaire à la transformation de Park bien connue des analystes de machines tournantes.

Par une interprétation vectorielle semblable à ce que nous avons fait dans le référentiel stationnaire Ds-Qs, nous obtenons maintenant dans le référentiel D-Q:

$$P = \frac{3}{2} |v| i_D \quad Q = \frac{3}{2} |v| i_Q \quad (4-14)$$

Ainsi la composante D du courant est responsable à elle seule de la puissance active et la composante Q de la puissance réactive. De plus, puisque l'axe D de ce nouveau référentiel est synchronisé sur le vecteur tension instantané, la composante Q de ce vecteur sera toujours nul.

On constate aussi qu'en régime permanent équilibré, les coordonnées des vecteurs courant et tension dans ce référentiel synchrone sont des quantités constantes. Cette propriété est utile pour l'analyse et le contrôle découplé des deux composantes du courant.

La transformation suivante est utile pour passer du référentiel stationnaire Ds-Qs au référentiel synchrone D-Q.

$$[c_2] = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (4-15)$$

$$\begin{bmatrix} v \\ i \end{bmatrix} = [c_2] \cdot \begin{bmatrix} v_{Ds} \\ v_{Qs} \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} i_D \\ i_Q \end{bmatrix} = [c_2] \cdot \begin{bmatrix} i_{Ds} \\ i_{Qs} \end{bmatrix} \quad (4-16)$$

Ainsi on a;

$$[c_1] = [c_2] \cdot [c] \quad (4-17)$$

#### 4.3. <sup>o</sup>COMPOSANTE HOMOPOLAIRE

Nous avons supposé dans les sections précédentes que la composante homopolaire des tensions de phases était toujours nulle et cela nous a mené à une séparation des variables très utile pour les besoins de contrôle découplé des puissances active et réactive. Cette représentation est surtout adaptée au contrôle des compensateurs statiques de type STATCON utilisés sur les grands réseaux de transport d'énergie, pour la compensation dynamique. Selon les informations obtenues lors de cette recherche, cette façon de faire est également à la base des stratégies de commande des T.O.S.M. qui sont dédiées à l'amélioration de la qualité de l'onde des réseaux de distribution..

Toutefois, sur les réseaux de distribution, la composante homopolaire est souvent très importante, surtout lors d'événements fréquents comme les creux de tension monophasés, qu'on cherche justement à corriger. Nous verrons dans le chapitre sur le C.S.P. que le fait de négliger la composante homopolaire, engendre quelques difficultés de comportement

lors de creux de tension non équilibrés. Dans le cas du C.S.S., cette difficulté est contournée par une astuce plus ou moins orthodoxe, comme nous le verrons au chapitre qui lui est dédié.

L'impact de la composante homopolaire sur le formalisme mathématique développé plus haut est le suivant. L'équation matricielle 4-6 s'écrit maintenant;

$$\begin{bmatrix} i_{Ds} \\ i_{Qs} \\ i_{0s} \end{bmatrix} = [c] \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} v_{Ds} \\ v_{Qs} \\ v_{0s} \end{bmatrix} = [c] \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4-18)$$

La puissance active instantanée donnée à l'équation 4-1 doit être réécrite en termes de coordonnées Ds, Qs et 0s dans le référentiel stationnaire, comme suit:

$$P = \frac{3}{2} (v_{Ds} i_{Ds} + v_{Qs} i_{Qs} + v_{0s} i_{0s}) \quad (4-19)$$

De la même façon dans le référentiel synchrone D-Q-0;

$$\begin{bmatrix} i_D \\ i_Q \\ i_0 \end{bmatrix} = [c_1] \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} v_D \\ 0 \\ v_0 \end{bmatrix} = [c_1] \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4-20)$$

$$P = \frac{3}{2} v_D i_D - v_0 i_0 \quad (4-21)$$

On constate que, les vecteurs instantanés ayant maintenant trois composantes, il n'est plus possible de les représenter de façon unique dans un plan. Par conséquent, il n'est plus possible, par interprétation géométrique, d'arriver à des expressions simples et découplées pour les puissances active et réactive.

Autrement dit, la composante D du courant n'est plus responsable à elle seule de la puissance active et la composante Q de la puissance réactive. Par contre, puisque l'axe D du référentiel D-Q-0 est synchronisé sur la projection du vecteur tension instantané dans le plan D-Q, la composante Q de ce vecteur sera toujours nulle.



## 5. L'INTERRUPTEUR DE TRANSFERT RAPIDE À ÉTAT-SOLIDE

### 5.1. FONCTION.

La fonction de l'interrupteur de transfert rapide (ITR) est de transférer instantanément (très rapidement) les charges sensibles d'un client d'une ligne d'alimentation normale affectée d'une perturbation, à une ligne de relève non affectée.

### 5.2. DESCRIPTION GÉNÉRALE.

Le premier manufacturier à fabriquer ces interrupteurs au niveau basse tension a été Cyberex <sup>9</sup>, depuis environ 20 ans. Depuis quelques années, plusieurs manufacturiers d'équipements de puissance se sont lancés dans la fabrication de ces interrupteurs au niveau moyenne tension, dont Westinghouse <sup>10</sup>, ABB <sup>11</sup>, Joslyn <sup>12</sup> et SPN <sup>13</sup> pour n'en nommer que quelques uns.

Le système consiste en deux interrupteurs électroniques triphasés avec des commandes indépendantes (Figure 5-1). Certains modèles utilisent la technologie des GTO et d'autres celles des thyristors, selon la capacité en courant et la vitesse de transfert requises. Nous étudierons dans ce chapitre les systèmes à base de thyristors, étant donné qu'ils constituent la majorité et que cette technologie est plus mature. Chaque pôle (phase) des interrupteurs est constitué de plusieurs paires antiparallèles de semi-conducteurs connectées en série, selon le niveau de tension nominale spécifié. Ces paires doivent être dimensionnées pour porter le plein courant de charge à la température ambiante maximum spécifiée. Les côtés charges des interrupteurs sont connectés ensemble, selon

leurs phases respectives, pour former la sortie du système. Un ensemble d'interrupteurs (mécaniques) de contournement et d'isolement est disponible pour permettre l'entretien du système, sans interrompre la charge.

L'état des trois phases pour chaque interrupteur est continuellement surveillé par les systèmes de contrôle et de protection. L'opération des deux interrupteurs est coordonnée par le système de commande qui surveille les conditions des deux lignes (normale et relève) et initie le transfert de la charge selon des critères sélectionnés par l'exploitant.

Cet interrupteur agit de façon très rapide et permet la restauration de la qualité de l'onde dans les caractéristiques acceptables pour les charges sensibles à l'intérieur de  $\frac{1}{4}$  de période pour les creux de tension et environ  $\frac{1}{2}$  période pour les gonflements de tension.

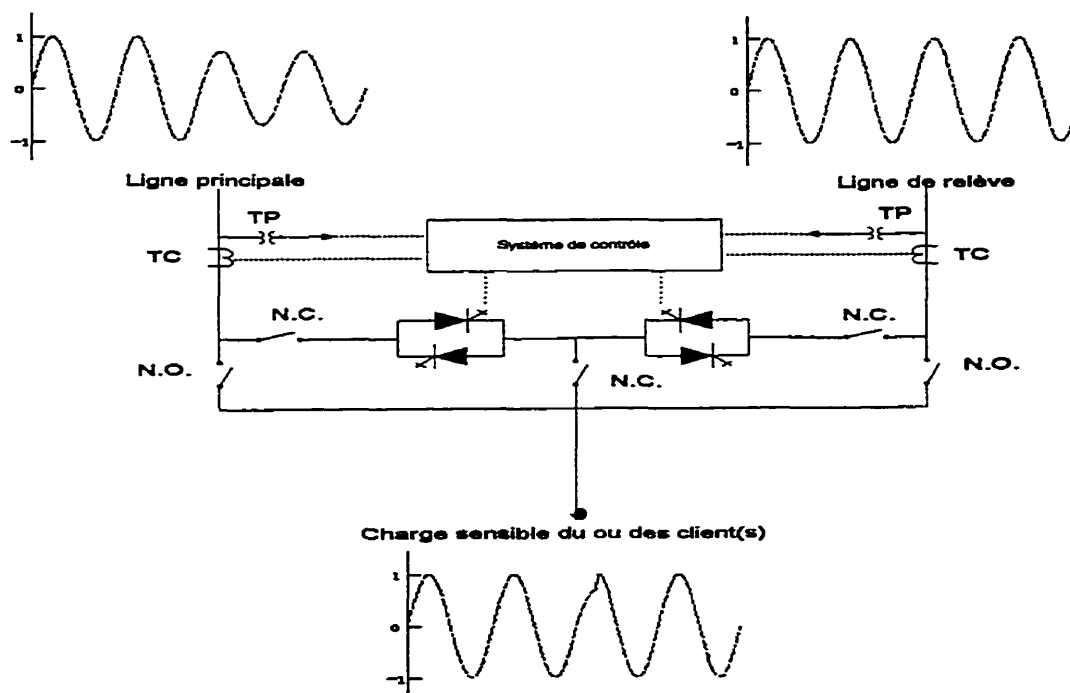


Figure 5-1 Schéma de description générale de l'interrupteur de transfert rapide

### 5.3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT.

Il n'existe, à l'heure actuelle, que très peu de littérature scientifique sur le sujet des ITR. Notre compréhension du fonctionnement du système est donc basée, en grande partie, sur les brochures et spécifications des manufacturiers d'ITR qui ont bien voulu nous fournir l'information. Les stratégies de commande des différents manufacturiers étant gardées secrètes, nous avons dû composer à partir du peu d'informations que nous avons. Les affirmations qui suivent ont été vérifiées à l'aide de simulation EMTP, que nous avons réalisées à l'aide d'un modèle d'ITR que nous avons développé à partir d'un modèle très simplifié, fourni par ABB.

Comme mentionné plus haut le système est conçu pour détecter les creux et les gonflements de tension et transférer la charge d'une alimentation normale à une alimentation de relève. Le transfert est initié si la tension sur une ou plusieurs phases de la ligne normale sort d'une plage de tension acceptable, et l'interrupteur reste dans cette position jusqu'à ce que la tension de la ligne normale retourne dans la plage acceptable. Un retransfert automatique sur la source normale est alors possible après un délai réglable (0 à 5 minutes). La plage de tension acceptable est définie par deux seuils réglables individuellement par l'exploitant, soient un seuil de tension basse  $V_{\text{ref-}}$  et un seuil de tension haute  $V_{\text{ref+}}$ . La surveillance des tensions est réalisée à l'aide d'une méthode de conversion numérique rapide (section 5.4) qui détecte instantanément les conditions hors limite sans avoir à attendre la prochaine crête de tension.

Nous verrons plus bas que lorsque qu'un transfert est initié, soit automatiquement ou manuellement, les impulsions de gâchette sont enlevées de l'interrupteur de la source normale et après un délai approprié les impulsions de gâchette de l'interrupteur de la source de relève sont transmises.

Le système doit également inhiber le transfert lorsque les conditions suivantes se présentent.

- **Défaut du coté charge ou surcharge:** Évidemment il n'est pas souhaitable de transférer un défaut du coté charge du système ou une surcharge sur une ligne saine. L'interrupteur est conçu pour supporter un défaut assez longtemps pour que la protection normale en aval puisse opérer et être ainsi aussi transparent que possible du point de vue protection. Dans une situation de surcharge, le système se placera lui-même dans le mode contournement en fermant l'interrupteur de contournement.
- **La tension de la ligne de relève est à l'extérieur de la plage de tension acceptable:** Si la tension de la source de relève est à l'extérieur de la plage définie par les limites haute et basse  $[V_{\text{réf-}}, V_{\text{réf+}}]$ , le système laissera la charge sur l'alimentation normale.
- **Le décalage angulaire entre les deux sources est inacceptable:** Selon le type de charge qu'on cherche à protéger, un décalage angulaire trop important entre les deux sources peut être dommageable pour les équipements. Si la tension de la ligne de relève accuse un décalage angulaire par rapport à la ligne normale plus grand que la valeur de référence  $\theta_{\text{réf}}$ , le système laissera la charge sur l'alimentation normale.

Le thyristor est l'élément clef du fonctionnement de l'interrupteur de transfert rapide. Il peut opérer dans les modes ou états de base suivants:

1. **État fermé:** Lorsqu'un courant de gâchette est appliqué au thyristor et que celui-ci est polarisé de façon directe (positive), une conduction directe (faible impédance) s'établit et le thyristor agit comme une diode en conduction.

2. **État ouvert:** Lorsque l'amplitude du courant direct tombe sous un seuil appelé courant de maintien et qu'aucun courant de gâchette n'est appliqué, la conduction directe arrête et le thyristor agit comme un circuit ouvert (impédance quasi-infinie).

Les propriétés des états de base du thyristor, soient les états fermé et ouvert, sont utilisées pour former un interrupteur intelligent <sup>9</sup>. Cet interrupteur peut choisir entre deux sources de puissance pour alimenter la charge de façon adéquate en réalisant un transfert sans parallélisme entre ces deux sources. La configuration de base est celle de thyristors montés tête-bêche (antiparallèle) en série avec les lignes normale et de relève (Figure 5-1). Le thyristor du haut conduit pendant la demi-période positive et celui du bas pendant la demi-période négative. Dans les explications qui suivent on considère, pour fin de simplicité, que chaque pôle des interrupteurs est constitué d'un seul étage de thyristor monté en antiparallèle. On a donc à commander les impulsions de gâchette de 12 thyristors (Figure 5-2). Nous identifierons chaque thyristor par la lettre T et deux indices, soit  $T_{ij}$ . Le premier indice fait référence à la ligne d'alimentation; ligne normale  $i=1$ , ligne de relève  $i=2$ . Le deuxième indice numérote les thyristors selon la phase et l'alternance;

j=1 phase a, alternance +,  
 j=2 phase a, alternance -,  
 j=3 phase b, alternance +,  
 j=4 phase b, alternance -,  
 j=5 phase c, alternance +,  
 j=6 phase c, alternance -.

Les thyristors du haut sont appelés thyristors impairs;  $j = 1, 3$  et  $5$  et ceux du bas, thyristors pairs;  $j = 2, 4$  et  $6$ .

### 5.3.1. Opération normale.

En opération normale, les thyristors associés à la ligne d'alimentation normale sont dans l'état fermé, alors que ceux associés à la ligne de relève sont dans l'état ouvert. Le système envoie alors des impulsions de gâchette  $G_{1j}$ , aux six thyristors  $T_{1j}$  du coté normal selon la séquence montrée à la figure 5-2. On voit que les impulsions de gâchette (représentées par des ondes carrées) sont synchronisées sur les tensions de phase appropriées selon l'alternance de façon à ce que les thyristors correspondants reçoivent l'ordre de conduire au bon moment. Les thyristors fonctionnent ici exactement comme des diodes de puissance. Les courants circulant dans chaque thyristor sont également montrés et on peut voir qu'ils sont légèrement déphasés par rapport à la tension (facteur de puissance de 75% dans notre exemple) et que les thyristors s'éteignent lors du passage à zéro des courants. Aucune impulsion de gâchette n'est envoyée aux six thyristors  $T_{2j}$  du coté relève qui sont alors bloqués en permanence (circuit ouvert) et le courant circule entre la charge et la source normale d'alimentation.

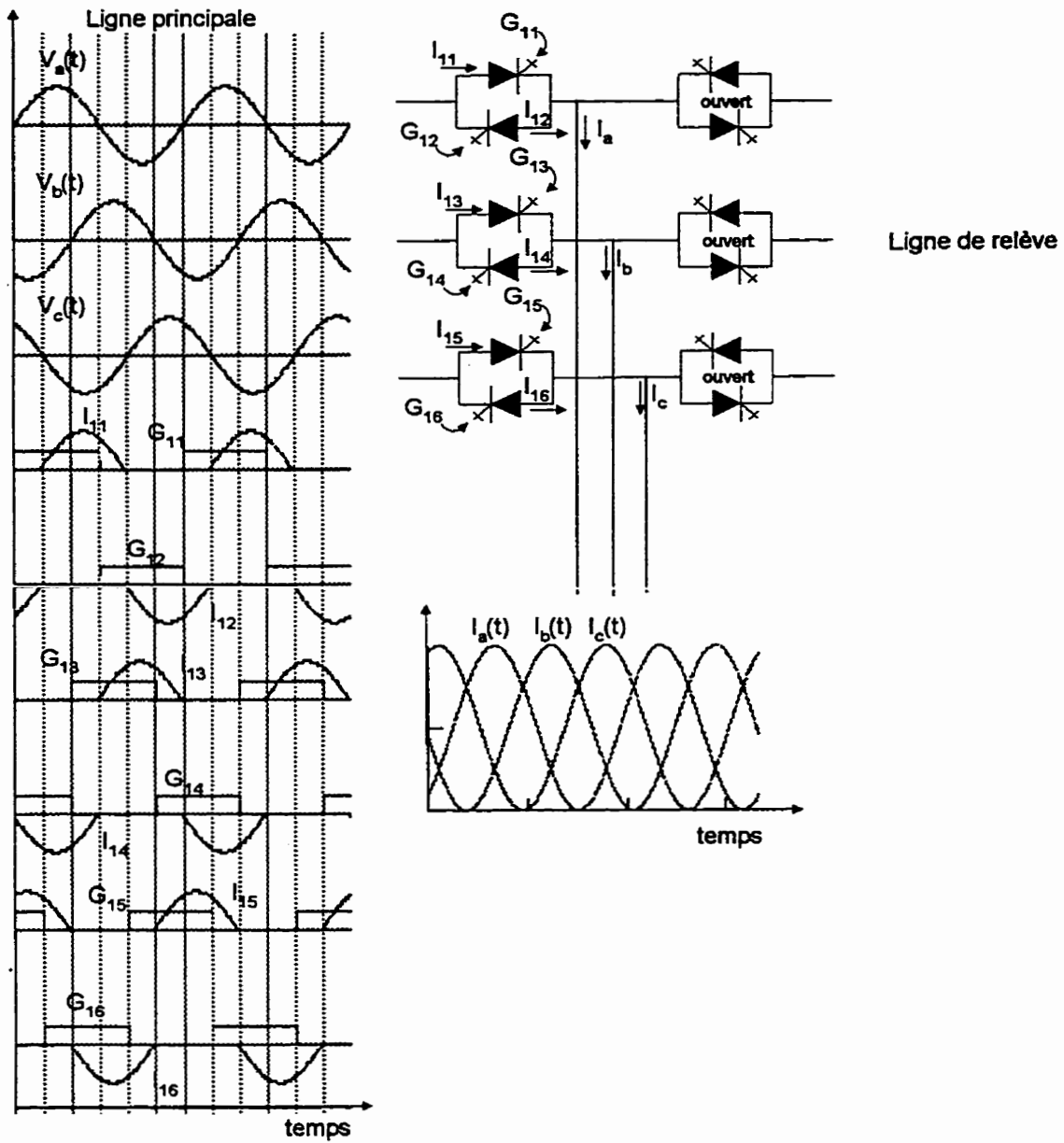


Figure 5-2 Opération normale de l'interrupteur de transfert.

### 5.3.2. Opération lors d'un creux de tension triphasé.

Lors d'un creux de tension ou d'une interruption sur la ligne normale, le système transférera automatiquement la charge sur la ligne de relève, en éteignant d'abord les thyristors de la ligne normale et en allumant ensuite ceux de la ligne de relève. Ainsi après un certain délai ( $< 2$  ms), le système détecte le creux de tension et annule les impulsions de gâchettes  $G_{1j}$ , comme montré à la figure 5-3, et envoie maintenant les impulsions  $G_{2j}$  aux six thyristors  $T_{2j}$  de la ligne de relève. Puisque les Thyristors  $T_{2j}$ , lorsqu'ils sont allumés, sont à un potentiel électrique plus élevé que les thyristors  $T_{1j}$  qui conduisent toujours, ces derniers seront forcés de commuter. Prenons l'exemple de la figure 5-3, où on illustre un cas idéalisé avec deux sources de tension parfaitement en phase et une charge de facteur de puissance de 75%. Après le délai de détection, on enlève l'impulsion de gâchette  $G_{12}$  sur la phase a et au même moment on allume le thyristor  $T_{22}$  qui conduira instantanément. Les deux sources de tension sont alors en court-circuit et le courant  $I_{22}$  ira annuler le courant  $I_{12}$  jusqu'à ce que le thyristor  $T_{12}$  se bloque, étant polarisé en inverse ( $V_{2a}(t) > V_{1a}(t)$ ).

Sur la phase b par contre, le délai sera plus long. En effet on remarque sur la figure 5-3 qu'à l'instant où on détecte le creux de tension (après le délai de détection) l'impulsion de gâchette  $G_{13}$  arrivait à la fin de son cycle étant donné que la tension  $V_{1b}(t)$  passait dans sa demi-période négative. On remarque toutefois que  $T_{13}$  conduit toujours étant donné le caractère inductif du courant  $I_{13}$ . En fonctionnement normal (figure 5-2) on allumerait  $T_{14}$  à cet instant précis. Celui resterait toutefois bloqué jusqu'au changement de signe du courant  $I_b(t)$ . Si on tente un transfert à cet instant précis, on devrait donc allumer le thyristor  $T_{24}$  pour remplacer  $T_{14}$ . Si on fait cela par contre on établit un court-circuit entre les deux sources. En effet la tension  $V_{2b}(t)$  étant plus grande que  $V_{1b}(t)$  (en valeur absolue) un fort courant circulera entre  $T_{13}$  et  $T_{24}$ , et  $T_{13}$  ne pourra pas s'éteindre avant le prochain passage à zéro naturel du courant. Cette situation se reproduira chaque fois



qu'on essaiera de commuter un thyristor impair du côté normal avec un thyristor pair du côté relève, et vice-versa. Dans notre exemple, on essaie de commuter le thyristor impair  $T_{13}$  par le thyristor pair  $T_{24}$ , ce qui ouvre un chemin pour la circulation d'un court-circuit entre les deux sources sur la phase b. Évidemment cette situation serait inacceptable d'un point de vue exploitation de réseau. En effet si le creux de tension est dû à un défaut sur la ligne normale, mettre les deux sources en court-circuit revient à mettre les deux sources en parallèle vu du défaut et on peut ainsi ralentir le fonctionnement des protections de surintensités du réseau. Ainsi, le système de commande qui ne permet pas de commuter deux thyristors qui n'ont pas la même parité, attend le blocage naturel de  $T_{13}$  avant d'envoyer l'impulsion  $G_{24}$ . Ceci implique un délai supplémentaire sur la phase b lors du transfert. Ce délai correspond en fait au décalage angulaire entre la tension et le courant (facteur de puissance de la charge).

Finalement on obtient un transfert rapide de la charge entre les deux sources, soit environ 2 ms pour les phases a et c et un peu plus de 4 ms sur la phase b. L'instant exact où survient le creux de tension détermine la phase affectée du délai de transfert le plus long.

Ainsi, les deux sources de puissance ne sont jamais mises en parallèle, sauf pour le court instant de la commutation. Cette transition sans parallélisme est appelée en anglais « open-transition » ou « break before make transition ». La séquence temporelle de cette opération qui comprend le temps de détection et le temps de transfert ne dépasse pas un quart de période (4.17 ms) selon les manufacturiers.

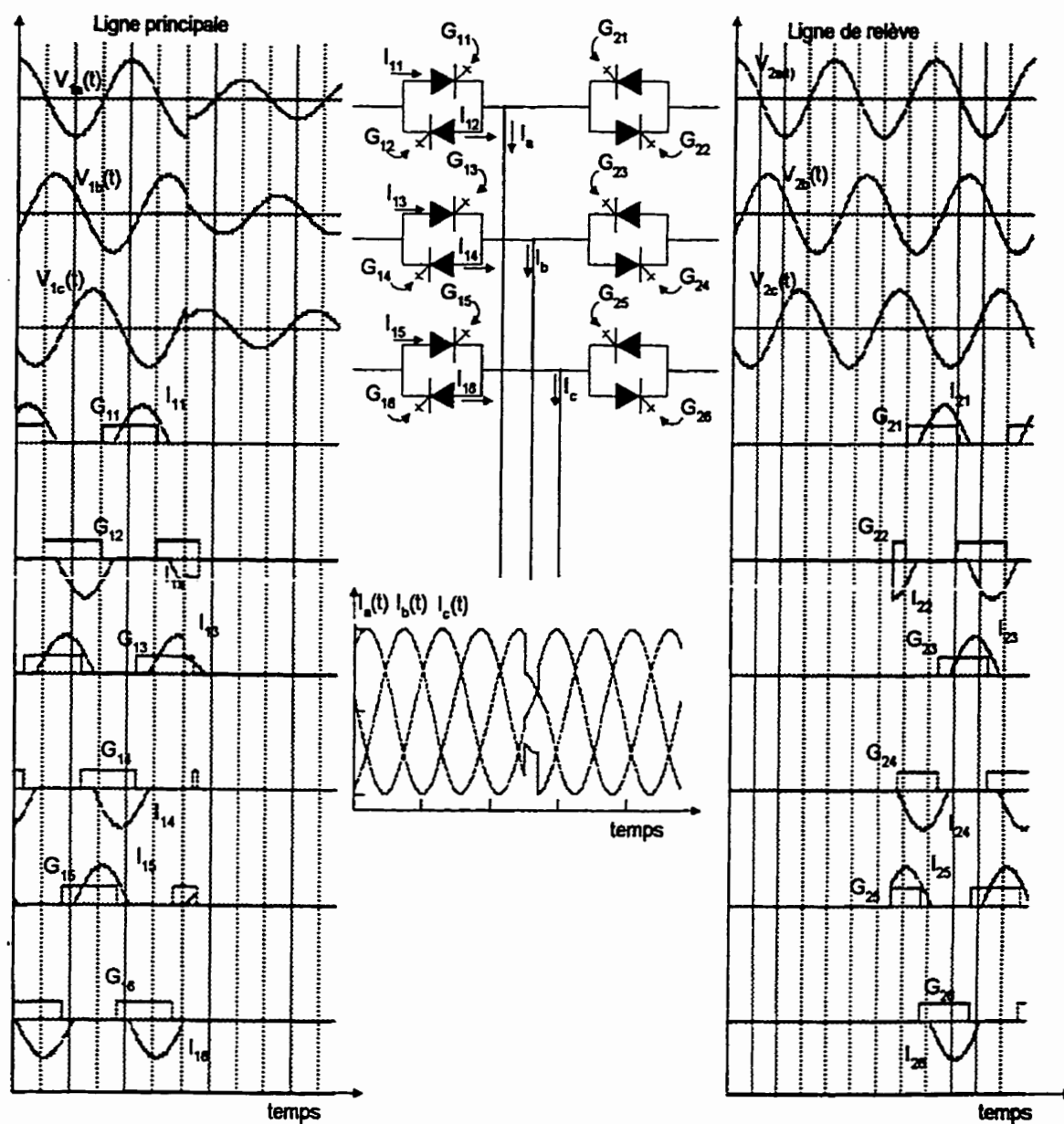


Figure 5-3 Opération lors d'un creux de tension

### 5.3.3. Opération lors d'une surtension.

Lorsqu'une surtension est détectée par le système, celui-ci annule les impulsions de gâchette  $G_{1j}$ . Mais puisque certains thyristors  $T_{1j}$  conduisent toujours à cet instant, étant donné le caractère inductif du courant, et qu'ils sont à un potentiel plus élevé que leur vis-à-vis, les thyristors  $T_{2j}$  de même parité, ces derniers ne peuvent conduire (étant polarisé en inverse) et le système doit attendre que les  $T_{1j}$  commutent de façon naturelle (cesse de conduire) avant d'envoyer les impulsions de gâchette  $G_{2j}$  aux thyristors de l'autre parité.

Aucune commutation entre thyristors de même parité n'est donc possible et les commutations des courants (entre thyristors de parité opposée) doivent donc se faire aux passages naturels à zéro de ces courants.

#### 5.4. MODÈLE MATHÉMATIQUE.

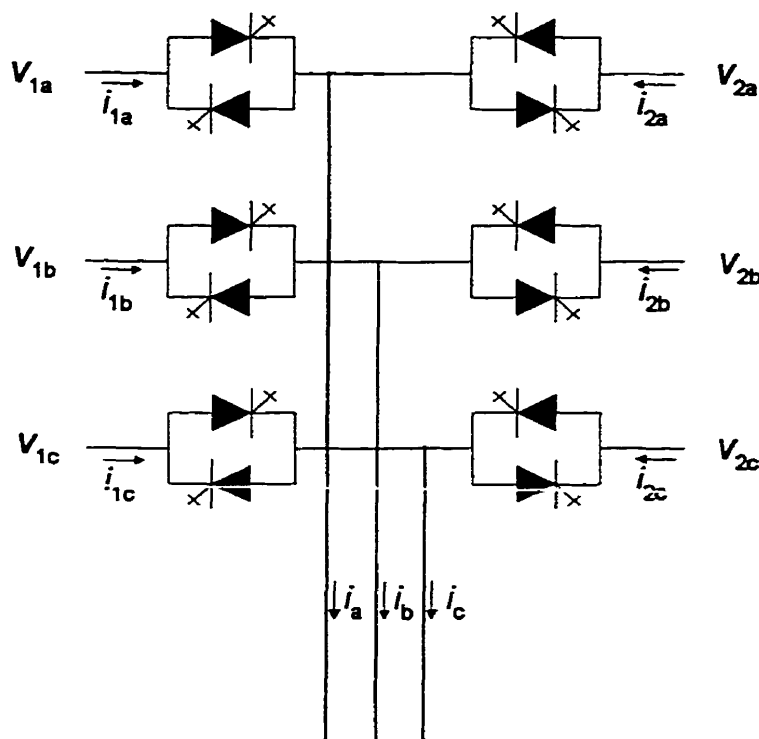


Figure 5-4. Schéma du modèle mathématique

Soit la figure 5-4 où on identifie les variables  $v_{1abc}$  et  $v_{2abc}$ . Ces variables sont des valeurs instantanées et devraient se lire  $v_{1a}(t)$ ,  $v_{1b}(t)$ ,...  $v_{2a}(t)$ ,...etc. Comme expliqué à la section 5.3, il est nécessaire, pour commander le système, de surveiller en tout instant l'état des trois phases des deux sources d'alimentation de façon à détecter instantanément toute perturbation sans avoir à attendre la prochaine crête de tension. Par exemple, on veut pouvoir détecter instantanément un creux de tension sur la phase a, même si l'événement survient près du passage à zéro de cette tension.

Une méthode possible est de transformer les variables de phases instantanées dans le référentiel synchrone introduit au chapitre 3. Il est expliqué dans ce chapitre que le vecteur tension instantané, formé par cette transformation contient dans son module toute l'information nécessaire sur l'état des trois variables de phases instantanées. Le module de ce vecteur est constant tant et aussi longtemps que le système est équilibré et non perturbé et variera de façon instantanée lorsque l'amplitude d'une ou de plusieurs phases sera affectée par une perturbation.

Commençons d'abord par transformer nos six variables tensions de phases en deux vecteurs tension instantanés dans le référentiel stationnaire **Ds-Qs**;

$$\begin{bmatrix} v_{1Ds} \\ v_{1Qs} \end{bmatrix} = [c] \cdot \begin{bmatrix} v_{1a} \\ v_{1b} \\ v_{1c} \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} v_{2Ds} \\ v_{2Qs} \end{bmatrix} = [c] \cdot \begin{bmatrix} v_{2a} \\ v_{2b} \\ v_{2c} \end{bmatrix} \quad (5-1)$$

Où  $[c]$  est donné par l'équation 4-6. Ceci nous permettra de calculer l'angle de phase des deux vecteurs instantanés. On a donc à partir de l'équation 4-12;

$$\theta_1 = \tan^{-1} \left( \frac{v_{1Qs}}{v_{1Ds}} \right) \quad \theta_2 = \tan^{-1} \left( \frac{v_{2Qs}}{v_{2Ds}} \right) \quad (5-2)$$

La figure 5-5 illustre ces quantités dans le référentiel Ds-Qs.

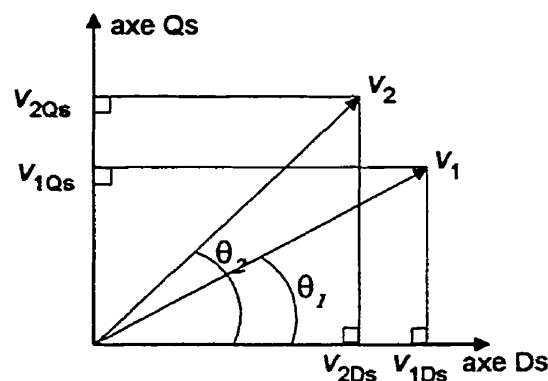


Figure 5-5 Vecteurs instantanés des sources normale et de relève.

L'expression de ces deux vecteurs instantanés dans le référentiel synchrone D-Q peut maintenant se trouver à l'aide de la transformation suivante (équation 4-16);

$$\begin{bmatrix} |v_1| \end{bmatrix} = [c_2]_{\theta_1} \cdot \begin{bmatrix} v_{1Ds} \\ v_{1Qs} \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} |v_2| \end{bmatrix} = [c_2]_{\theta_2} \cdot \begin{bmatrix} v_{2Ds} \\ v_{2Qs} \end{bmatrix} \quad (5-3)$$

$$[c_2]_{\theta} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (5-4)$$

On calcule aussi le vecteur courant de charge instantané dans le référentiel du côté normal.

$$\begin{bmatrix} i_D \\ i_Q \end{bmatrix} = [c_1]_{\theta_1} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (5-5)$$

Où  $[c_1]$  est donné par l'équation 4-12, soit;

$$[c_1]_{\theta} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (5-6)$$

On peut maintenant écrire les conditions mathématiques pour initier un transfert selon les prescriptions de la section 5.3. Supposant que la charge est alimentée par la ligne normale, les impulsions de gâchette  $G_{ij}$  des thyristors du côté normal, seront toutes inhibées au même moment si les conditions de détection suivantes sont respectées simultanément;

**Conditions de détection (inhibe les impulsions  $G_{1j}$ ).**

$$|v_1| < V_{ref} \quad \text{ou} \quad |v_1| > V_{ref} \quad (5-7)$$

$$V_{ref} < |v_2| < V_{ref} \quad (5-8)$$

$$|\theta_1 - \theta_2| < \theta_{ref} \quad (5-9)$$

$$|i| = \sqrt{i_D^2 + i_Q^2} \leq I_{ref} \quad (5-10)$$

La dernière condition est pour empêcher le transfert lors d'un défaut du côté charge ou d'une surcharge qui aurait pour effet de provoquer un creux de tension. Dans ce cas le module du courant charge instantané augmentera de façon significative lors du creux de tension et si ce courant dépasse la valeur de référence  $I_{ref}$ , on empêche le transfert (pas de détection).

Maintenant avant d'envoyer des impulsions de gâchette  $G_{2j}$  aux thyristors du côté relève, il faut vérifier les conditions suivantes, de façon indépendante sur chaque phase.

**Conditions de transfert**

Impulsion	Condition
$G_{21}$	$i_a \geq 0$
$G_{22}$	$i_a \leq 0$
$G_{23}$	$i_b \geq 0$
$G_{24}$	$i_b \leq 0$
$G_{25}$	$i_c \geq 0$
$G_{26}$	$i_c \leq 0$

Par exemple, une fois une perturbation détectée et les impulsions  $G_{1j}$  inhibées, le système attend que le courant  $i_a$  devienne nul ou positif avant d'envoyer l'impulsion  $G_{21}$ . On évite ainsi, pour les raisons mentionnées à la section 5.3.2, de commuter le thyristor pair  $T_{12}$  (qui conduit lorsque  $i_a < 0$ ) par l'allumage du thyristor impair  $T_{21}$ .

### 5.5. SYSTÈME DE COMMANDE DE L'ITR.

La figure 5-6 illustre de façon générale la commande d'un ITR.

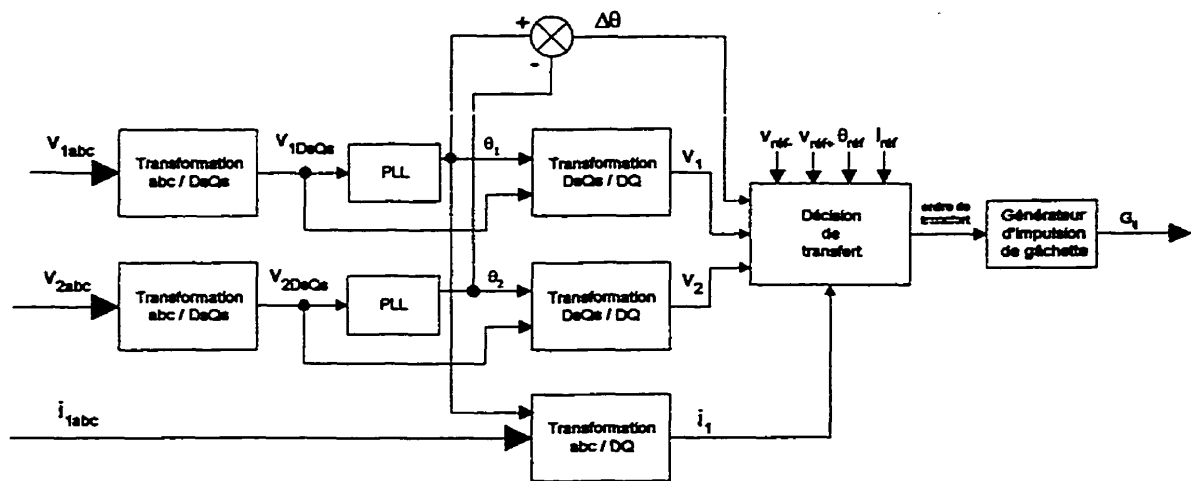


Figure 5-6 Diagramme du système de commande de l'ITR.

La boucle de commande convertie les tensions mesurées des deux côtés de l'ITR, soient  $v_{1abc}$  et  $v_{2abc}$ , des coordonnées abc aux coordonnées DsQs. Comme expliqué à la section précédente, les nouvelles variables  $v_{1DsQs}$  et  $v_{2DsQs}$  permettent à deux réseaux PLL de se synchroniser de façon à déterminer les angles  $\theta_1$  et  $\theta_2$  des vecteurs tension instantanés des deux côtés de l'ITR. À l'aide d'une transformation DsQs/DQ on trouvera ensuite les modules des vecteurs tension instantanés  $v_1$  et  $v_2$  qui seront comparés aux valeurs de référence afin de prendre une décision de transfert. La différence entre ces deux angles



$\Delta\theta$ , est également amenée au module de décision de transfert pour être comparée à la valeur de consigne. Finalement les courants du côté normal,  $i_{1abc}$ , sont transformés dans le domaine DQ (synchronisé avec la tension  $v_1$ ).

Une fois toutes les variables d'état du système comparées à leurs valeurs de consigne, une décision est prise quant au transfert. Dans le cas où on décide de transférer, l'ordre est transmis au générateur d'impulsion d'interrompre les impulsions à l'interrupteur no 1. Ensuite, aussitôt que les conditions le permettent, c'est à dire après les délais nécessaires pour éviter les courts-circuits entre les deux sources (voir sections 5.3.2 et 5.3.3), on envoie l'ordre de transmettre les impulsions à l'interrupteur no.2.

## **5.6. SIMULATIONS NUMÉRIQUES.**

La présente section présente les résultats de simulations numériques réalisées avec le logiciel EMTP. Ces résultats n'ont pas la prétention de représenter parfaitement la réalité, dans la mesure où la modélisation d'un système complexe est toujours imparfaite et incomplète. Ces simulations ont plutôt pour objet d'évaluer sommairement l'efficacité de l'I<sup>TR</sup>, de déceler ses problèmes d'application et de dresser un portrait de compréhension général de son comportement dynamique en présence de perturbations typiques d'un réseau de distribution.

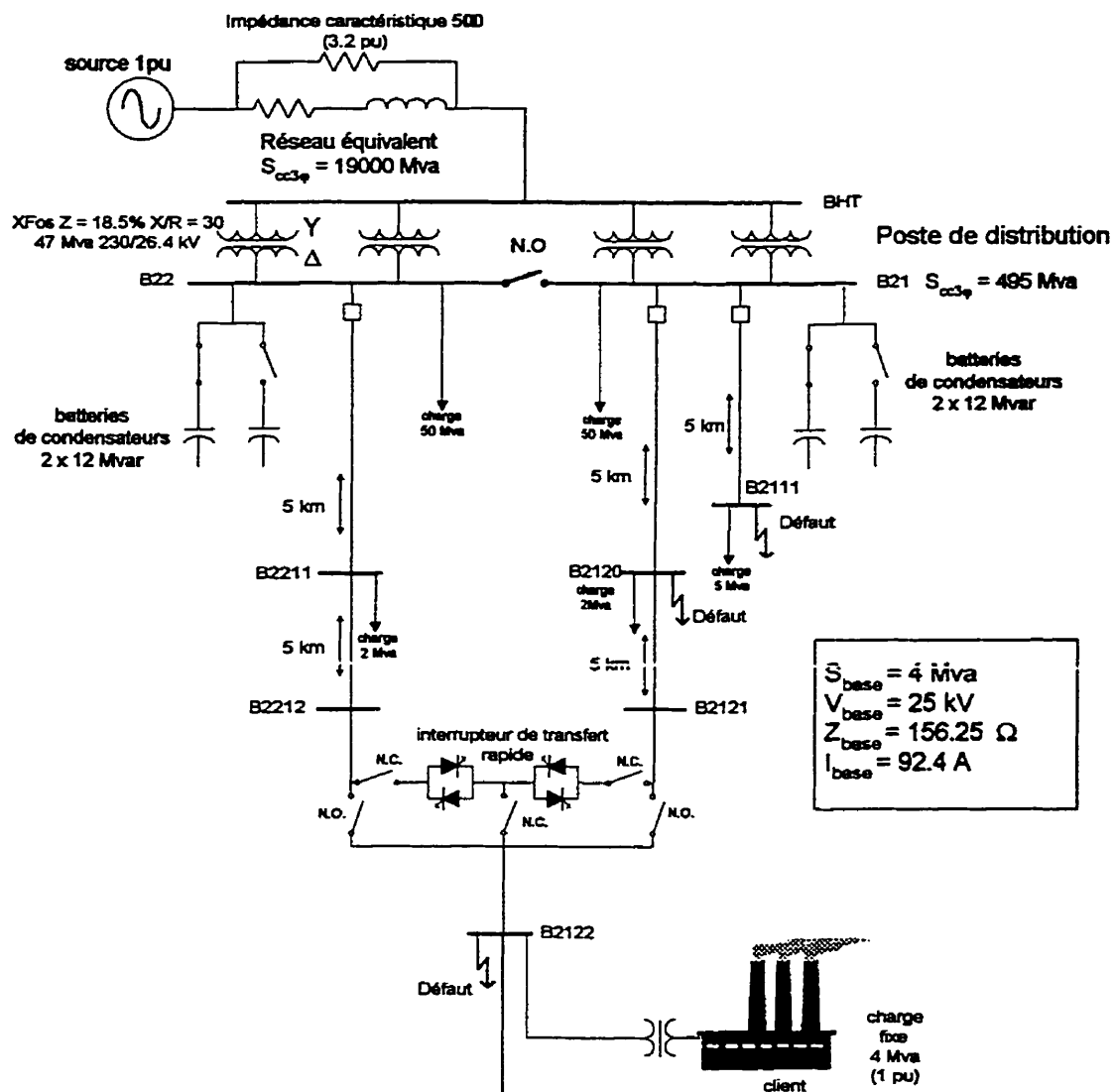
### **5.6.1. Modélisation**

Le modèle de simulation de l'I<sup>TR</sup> que nous avons utilisé pour ce travail, a été développé à partir d'un modèle simplifié, fourni par la Cie ABB lors d'un cours d'application d'EMTP à l'Université du Wisconsin. Le modèle du système de commande fourni par ABB, n'offrait pas la possibilité de transférer rapidement par commutation entre les deux sources comme expliqué à la section 5.3.2. Il attendait plutôt le passage à zéro naturel des courants du côté normal avant d'envoyer les impulsions de gâchette au côté relève, ce qui donnait un temps de transfert plus lent, de l'ordre d'une demi-période.. Nous avons donc du compléter le modèle du système de commande, en rajoutant les conditions de détection et de transfert conformes à la description générale et au modèle mathématique présentés aux sections précédentes, pour être en mesure d'effectuer les essais simulés nécessaires. Les fichiers textes EMTP relatifs au modèle utilisé sont présentés à l'annexe B.

Les valeurs de références utilisées dans les simulations étaient, sauf avis contraire, les suivantes;

$$\begin{aligned}V_{\text{réf-}} &= 85\% \\V_{\text{réf+}} &= 110\% \\ \Theta_{\text{réf}} &= 5 \text{ degrés} \\I_{\text{réf}} &= 140\% \text{ du courant de charge nominal}\end{aligned}$$

La figure 5-7 présente le diagramme unifilaire du réseau de distribution que nous avons modélisé et utilisé dans les simulations. Les paramètres des différents composants du réseau sont des valeurs typiques rencontrées à Hydro-Québec. Nous avons donc un client de 4 Mva de charge, alimenté à environ 10 km du poste de distribution par une ligne aérienne en conducteur 477AL. La ligne de relève d'une longueur de 10 km également, provient d'une barre moyenne tension différente du poste de distribution, dans le but évident d'isoler les deux sources le plus possible. Ensuite, différentes perturbations seront provoquées pour étudier le comportement dynamique de l'interrupteur statique, dans des conditions réalistes de réseau. Par exemple la capacité parasite des lignes de distribution a été modélisée de façon à voir le comportement de la tension lors de l'opération de l'ITR (changement brusque du courant).

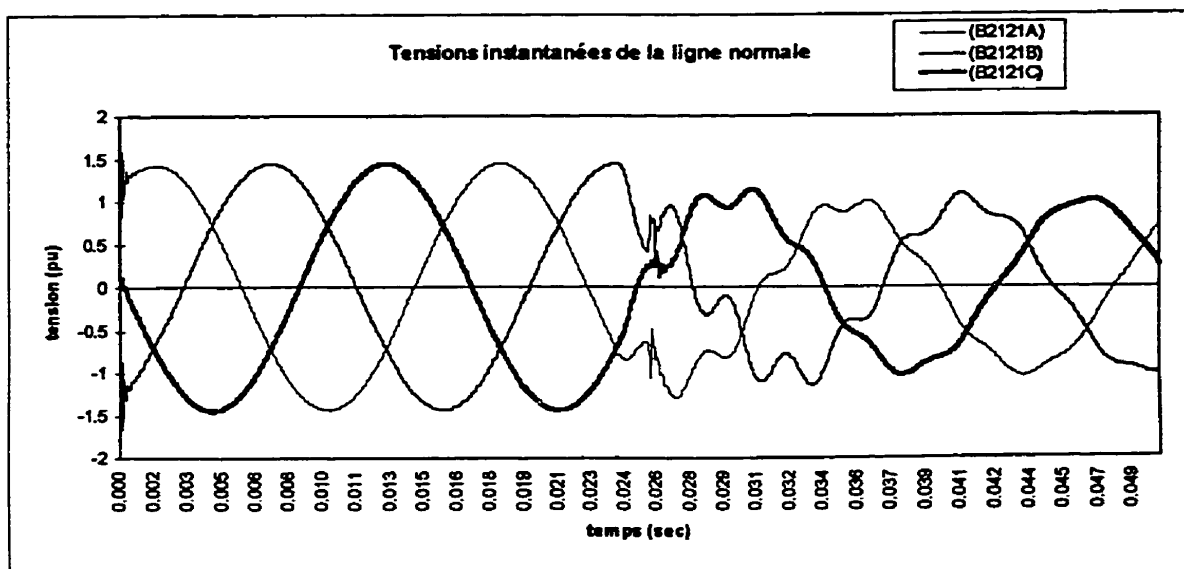


Tous les paramètres du réseau sont calculés en p.u. sur la base de puissance du client, soit 4 Mva dans notre exemple. Nous avons de plus prévu dans le modèle du réseau la possibilité de simuler des défauts sur une ligne externe alimentée de la même barre de poste (B21) et d'enclencher des batteries de condensateur sur cette même barre. Ceci nous permettra de vérifier l'habilité de l'interrupteur à protéger le client contre les perturbations du réseau.

### **5.6.2. Comportement en présence d'un creux de tension triphasé provenant d'un défaut sur une ligne externe.**

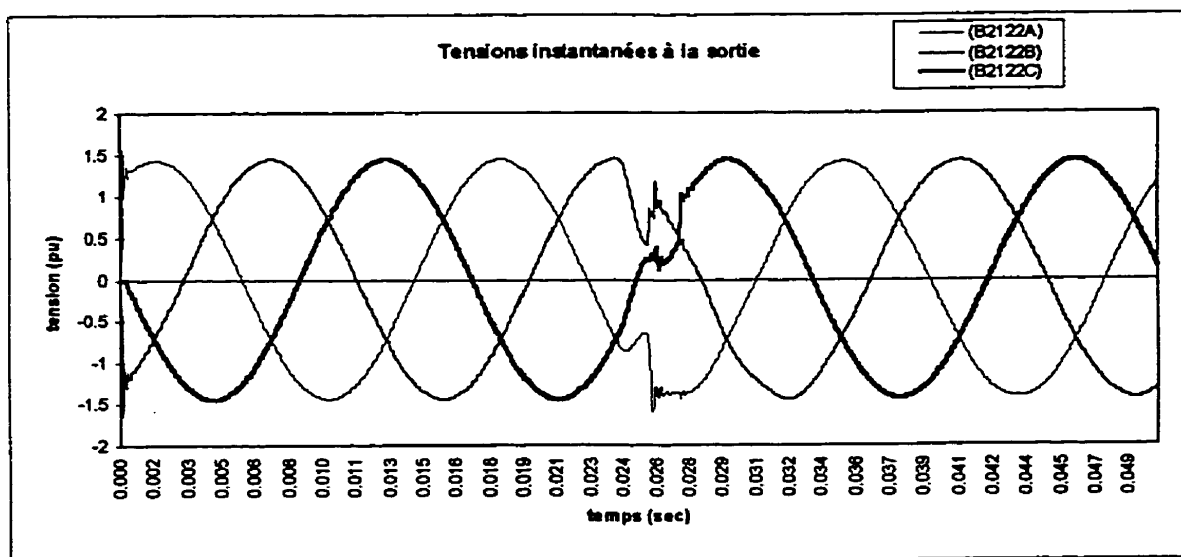
Le premier cas simulé est celui d'un défaut triphasé sur la barre B2111, qui provoque un creux de tension triphasé sur toutes les autres lignes alimentées de la barre B21 du poste de distribution, dont la ligne normale alimentant notre client (voir figure 5-7). Ce type d'événement, quoique assez rare (5% des creux de tension), est généralement très perturbateur pour les procédés continus de certains clients. La simulation dure 50 ms et la perturbation se produit à l'instant  $t = 24$  ms.

La figure 5-8 montre les tensions de phases instantanées à la barre B2121 à l'entrée de l'ITR, donc celles que subirait notre client sans l'aide de l'ITR, soit un creux de tension triphasé de plus de 30%. Les oscillations sont dues aux bancs de condensateurs shunts de 12 Mvar sur la barre B21. La tension ne pouvant varier instantanément aux bornes de ces condensateurs, il y a un échange d'énergie réactive oscillatoire entre ces derniers et l'inductance du réseau.



**Figure 5-8 Tensions sur la ligne normale lors d'un creux de tensions triphasé**

La figure 5-9 montre les tensions de phases instantanées à la sortie de l'ITR qui a détecté l'événement et a transféré la charge sur la barre B2212 alimentée de la ligne de relève. Cette ligne de relève provenant de l'autre barre B22 du poste, n'est pas affectée par la perturbation.

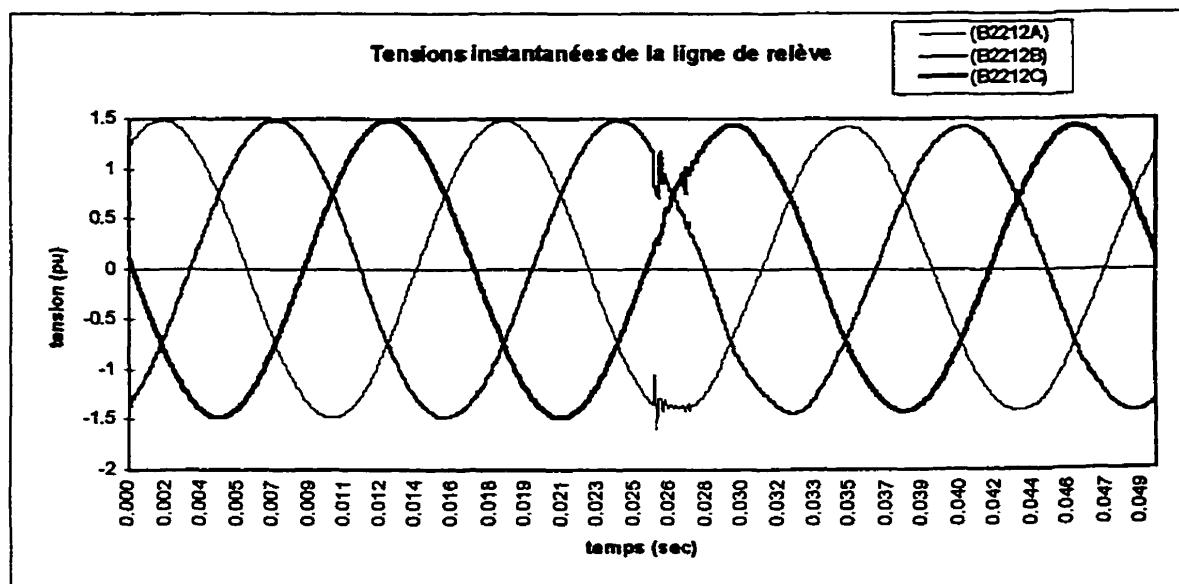


**Figure 5-9 Tensions à la sortie lors d'un creux de tension triphasé**

On remarque à la figure 5-9 que le temps total de transfert est de 3.15 ms sur la phase c qui est affectée du délai le plus long. Les phases a et b, quant à elles, ont été transférées en 1.74 ms et 1.88 ms respectivement. Sur la phase c le délai est plus long pour les raisons expliquées à la section 5.3.2. En effet on remarque sur la figure 5-9 qu'à l'instant où on détecte le creux de tension (après le délai de détection) la tension  $V_{1c}(t)$  passe dans sa demi-période positive, alors que le thyristor pair  $T_{16}$  conduit toujours. On ne peut donc pas commuter immédiatement le thyristor impair  $T_{25}$  sans provoquer de court-circuit entre les deux sources et on doit attendre l'extinction naturelle de  $T_{16}$ . Ainsi, le temps de transfert dépend du moment exact où se produit l'événement dans la période.

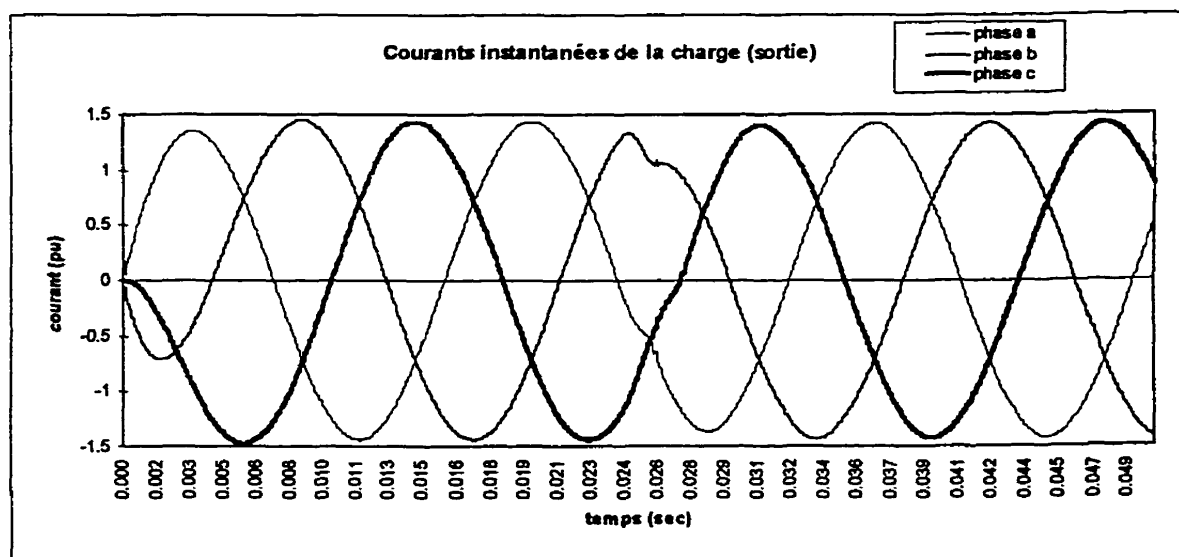
On peut remarquer également les oscillations de la tension lors du transfert. Ce phénomène est analogue aux tensions transitoires de rétablissement (TTR) rencontrées aux bornes des appareils de commutation lors de leur opération. En effet lorsqu'on transfère rapidement le courant de charge sur la ligne de relève, il se produit une variation brusque du courant circulant dans la ligne normale. L'énergie magnétique  $\frac{1}{2}LI^2$  emmagasinée dans l'inductance de ce réseau et qui ne peut varier instantanément, tentera de se redistribuer sous forme d'énergie électrique  $\frac{1}{2}CV^2$  dans les capacités parasites ou naturelles du réseau (modélisées ici). Il s'ensuit une oscillation, amortie par la charge et les pertes du réseau, à la fréquence naturelle du réseau,  $1/2\pi\sqrt{LC}$ . La même chose se produit sur la ligne de réserve où le courant de charge varie aussi rapidement lors du transfert. Ceci explique les oscillations de tension sur les lignes normale et de relève. Il importe de surveiller l'amplitude de ces oscillations et de les limiter si nécessaire, à l'aide d'écrêteur, pour éviter d'endommager l'TTR ou encore les équipements du client.

La figure 5-10 montre les tensions de phases instantanées sur la ligne de relève. On constate que ces tensions sont légèrement plus basses après le transfert étant donné la chute de tension supplémentaire due à l'ajout de charge.



**Figure 5-10 Tensions de la ligne de relèvement lors d'un creux de tension triphasé sur la ligne normale**

La figure 5-11 illustre l'effet du transfert sur le courant de charge. On peut constater un certain effet de filtrage dû à la nature quelque peu inductive de la charge. Autrement dit, d'un point de vue courant de charge, le transfert semble se faire encore plus doucement.



**Figure 5-11 Courants à la sortie lors d'un creux de tension triphasé**

La figure 5-12 (agrandie à la figure 5-13) montre un exemple réussi de commutation sur la phase b. Ainsi au moment de la détection de l'événement, le thyristor impair  $T_{13}$



conduisait pour la phase b et les conditions de transfert étaient bonnes pour allumer immédiatement le thyristor  $T_{23}$ . Le courant s'établissant rapidement dans  $T_{23}$  éteint alors le thyristor  $T_{13}$  qui se bloque et laisse la place à  $T_{23}$ .

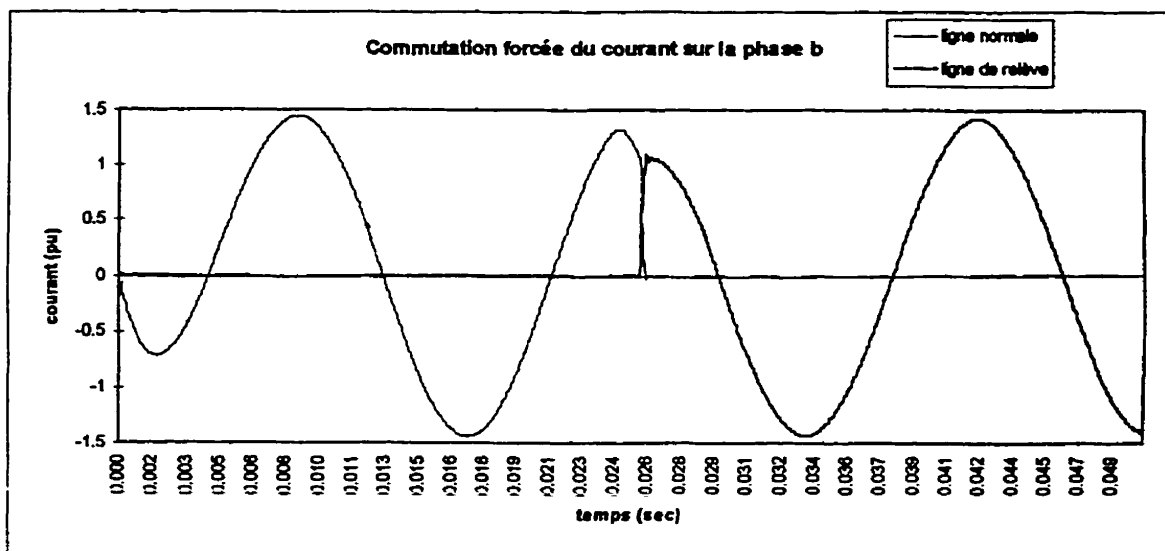


Figure 5-12 Commutation du courant sur la phase b

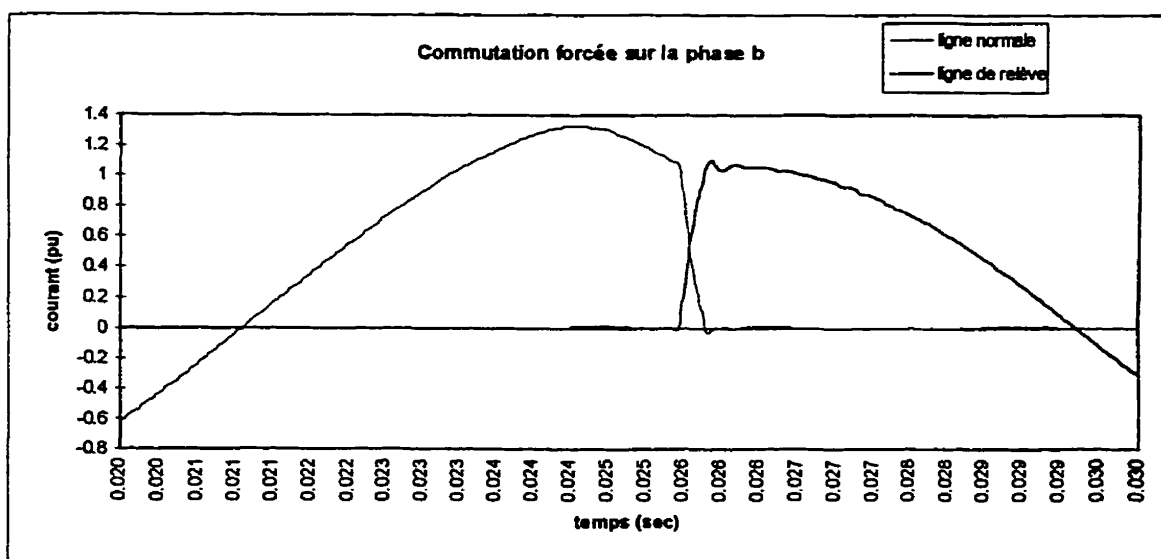


Figure 5-13 Commutation du courant sur la phase b (agrandi)

La figure 5-14 illustre, à titre de complément, les profils temporels des amplitudes des vecteurs tension instantanés de l'entrée et de la sortie du système. On voit qu'avant la perturbation les vecteurs sont évidemment égaux puisque l'interrupteur de la ligne normal conduit. Après la perturbation, les vecteurs se séparent. Celui de l'entrée tombe sous le seuil critique et celui de la sortie est rétabli comme il se doit dans un délai de 3.15 ms.

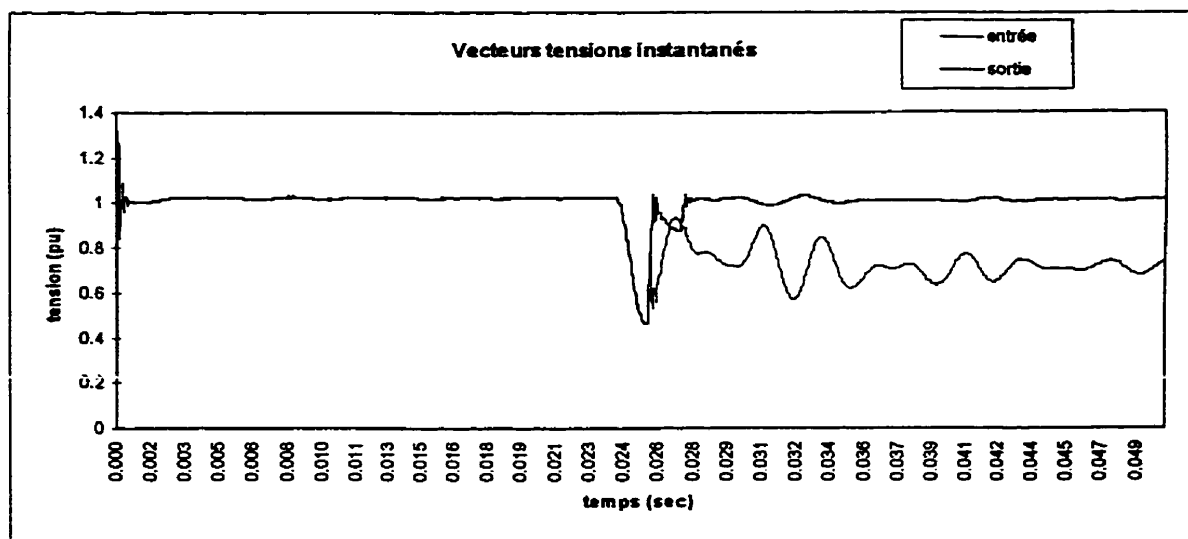


Figure 5-14 Vecteurs tensions instantanés lors d'un creux de tension triphasé

### 5.6.3. Comportement en présence d'une surtension temporaire ou permanente triphasée sur la ligne normale.

Le deuxième cas simulé est un événement assez rare. Les surtensions temporaires affectant les trois phases peuvent se produire par exemple lors de délestage de charge triphasée importante, le temps que les systèmes de régulation réagissent à la hausse de tension. Les surtensions triphasées permanentes, encore plus rares, se produisent par exemple lors de mauvais fonctionnement ou bris des systèmes de régulation. De plus, ces événements sont rarement très perturbateurs, en comparaison des creux de tension et interruptions brèves.

Mais cette simulation est importante, car elle permet de vérifier le comportement de l'ITR en présence d'une surtension, comportement qui est différent de celui en présence d'un creux de tension (voir section 5.3.2 et 5.3.3). Les autres simulations par la suite sont toujours une combinaison de ces deux comportements.

Pour procéder à cette simulation, nous avons dû utiliser une astuce de modélisation. Nous avons ajusté le transformateur (rapport de transformation) de la barre B21 du poste de distribution pour qu'il sorte une tension de 120% de la tension nominale. On simule ainsi le mauvais fonctionnement du régulateur, amenant une surtension permanente triphasée de 20%. Le démarrage du système de commande de l'ITR est retardé jusqu'à l'instant  $t = 25$  ms. Donc du point de vue de l'ITR, la perturbation s'est produite à cet instant précis et le temps de transfert (incluant le délai de détection etc.) doit être comptée à partir de  $t = 25$  ms.

La figure 5-15 qui suit, illustre la commutation du courant sur les trois phases. Prenons l'exemple de la phase a. Au moment de la détection, le courant dans la phase a était dans demi-période négative, donc c'est le thyristor  $T_{12}$  qui conduisait. Lorsque le signal de détection tombe à zéro, les impulsions  $G_{1j}$  sont inhibées.  $T_{12}$  conduit toujours mais, comme expliqué à la section 5.3.3, on ne peut le commuter avec son vis-à-vis de même polarité  $T_{22}$ , car ce dernier est polarisé en inverse et ne conduira pas. On doit donc attendre le prochain passage à zéro du courant pour commuter sur  $T_{21}$ , ce qui implique un délai de 7.32 ms sur la phase a. Toutefois, étant donné que la détection survient plus près des passages à zéro naturels des phases b et c, les délais de transfert seront plus courts sur ces deux phases, soient de 4.56 ms et 1.81 ms respectivement.

La figure 5-16 montre les tensions de phases instantanées à la sortie du système et on peut voir que la transition, quoique plus longue que dans le cas du creux de tension, se

fait de façon plus douce, étant donné que la commutation se fait aux passages à zéro des courants. De plus, le fait que le transfert soit plus long dans le cas d'une surtension, ne pose pas de problème étant donné que les charges sont beaucoup moins sensibles à ce type de perturbation.

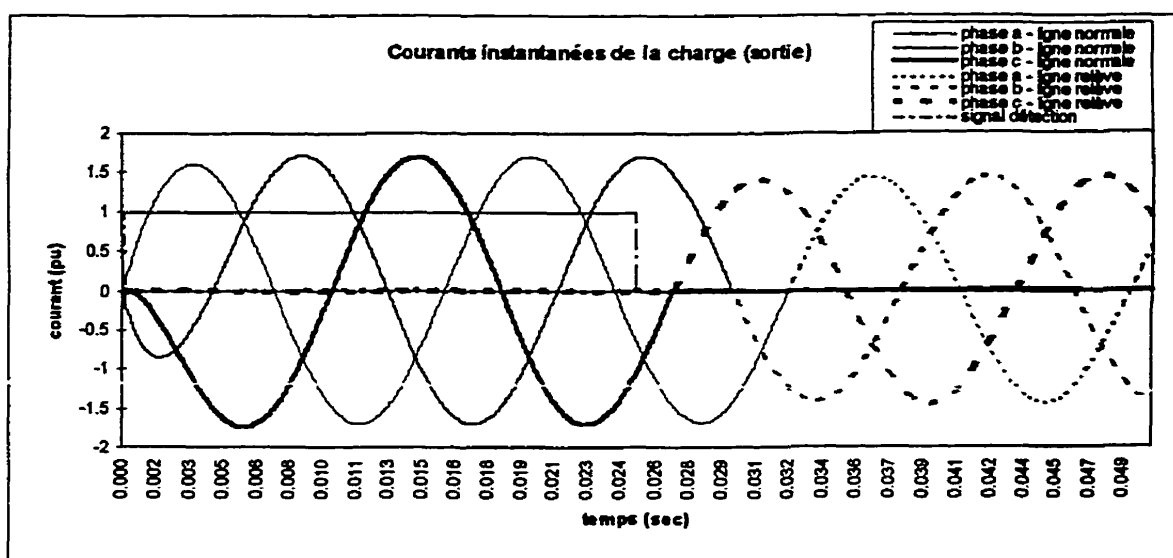


Figure 5-15 Courants de sortie lors d'une surtension triphasée

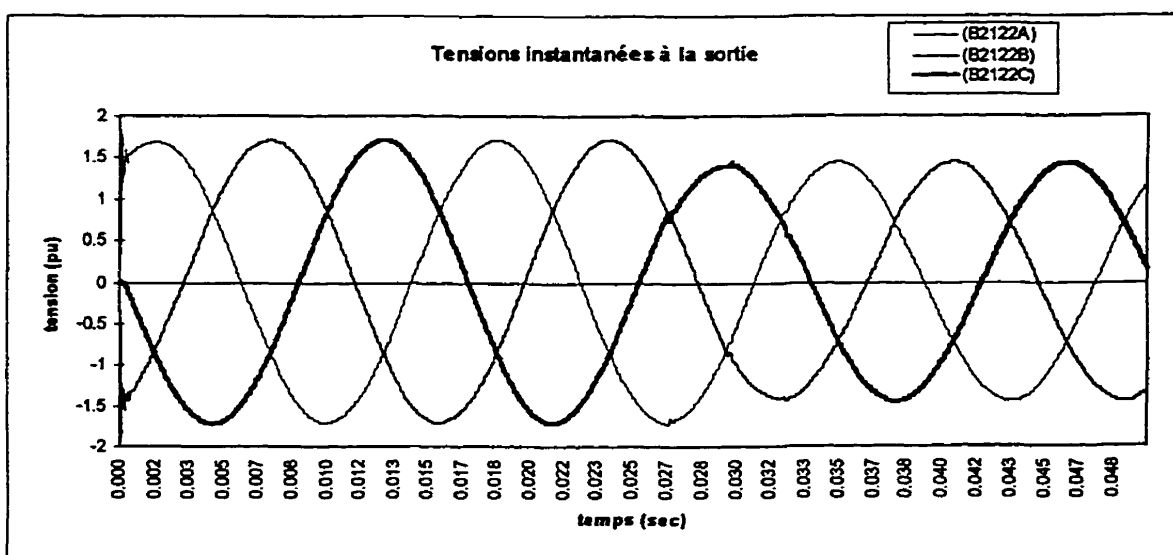


Figure 5-16 Tensions de sortie lors d'une surtension triphasée

#### 5.6.4. Comportement en présence d'un creux de tension monophasé provenant d'un défaut sur une ligne externe.

Ce troisième cas étudie le comportement de l'I<sub>TTR</sub> lors de l'événement perturbateur le plus fréquent sur les réseaux de distribution nord-américains, les creux de tension monophasés (80% des creux de tension). Nous simulons ici un défaut phase-terre sur la phase a de la barre B2111, à l'instant  $t = 25$  ms. Ceci provoque, à l'entrée de l'I<sub>TTR</sub> (voir figure 5-17), un creux de tension de 40% sur la phase a et des surtensions de 30% sur les phases b et c. On observe ici le phénomène bien connu des surtensions sur les phases saines (voir section 2.3.7 surtensions temporaires) d'un réseau triphasé affecté d'un défaut à la terre.

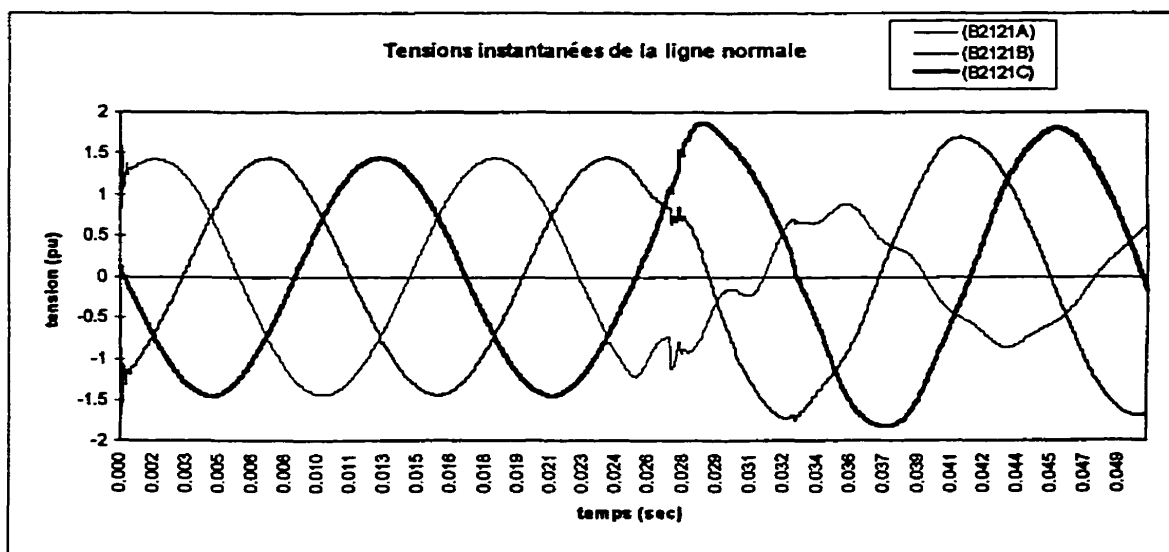


Figure 5-17 Tensions sur la ligne normale lors d'un creux de tension monophasé

On a donc à faire à une combinaison des deux situations simulée précédemment, à savoir à la fois un creux de tension et une surtension. On s'attend donc à ce que sur la phase affectée du creux de tension, il soit possible de transférer rapidement par commutation,

alors que sur les autres phases on doit attendre le passage à zéro des courants. La figure 5-18 illustre la commutation du courant sur les trois phases et montre qu'effectivement il y a eu commutation sur la phase a ce qui a permis un transfert rapide de 2.3 ms. Sur la phase b, on a du attendre le passage à zéro du courant amenant un temps de transfert de 5.14 ms. Fait intéressant sur la phase c, on aurait du attendre le prochain passage à zéro qui aurait donné un temps de transfert d'environ 10 ms, mais il y a eu une commutation entre  $T_{15}$  et  $T_{25}$ , ce qui a réduit le temps de transfert à 7.87 ms. Ceci est attribuable au fait que la tension sur la phase c de la ligne normale  $v_{1c}$ , étant très déformée, parvient à un certain moment de son cycle à une valeur plus basse que la tension  $v_{2c}$ . Le thyristor  $T_{25}$  est à ce moment précis, polarisé directement et allumé.

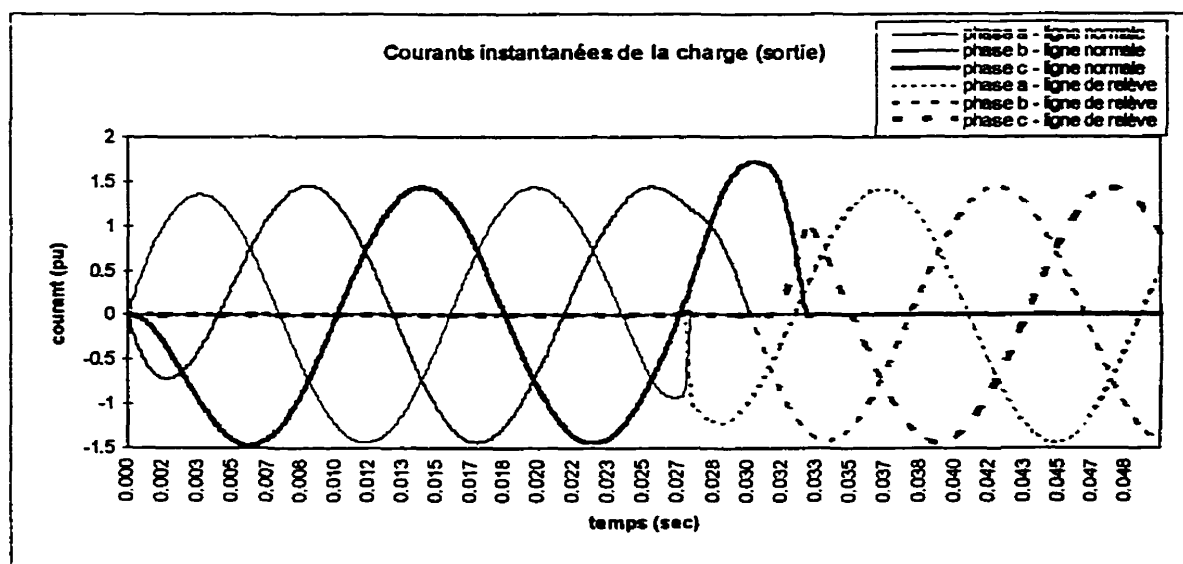
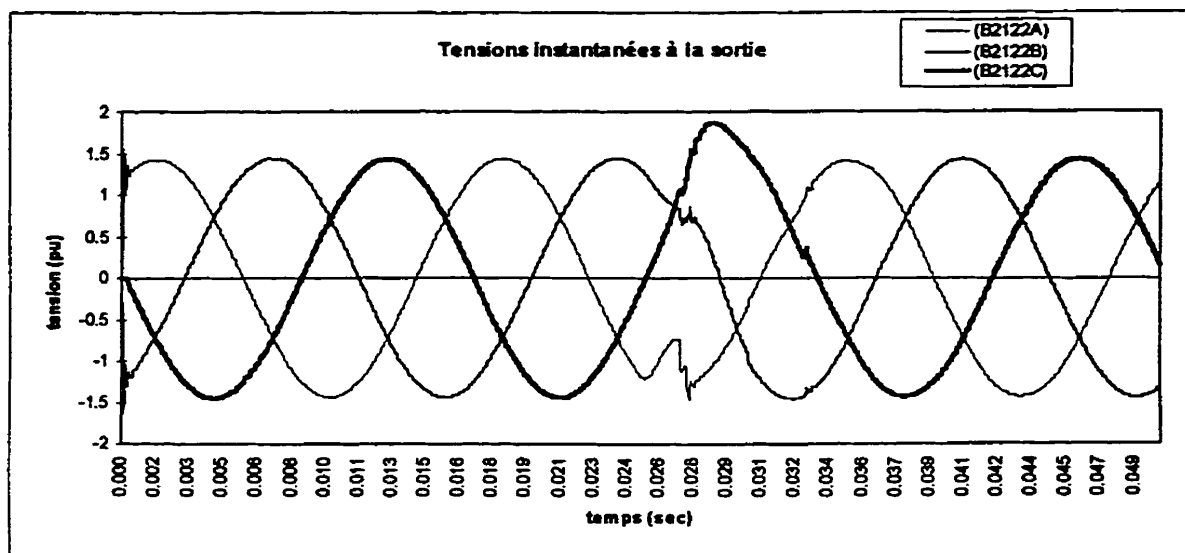


Figure 5-18 Courants de sortie lors d'un creux de tension monophasé

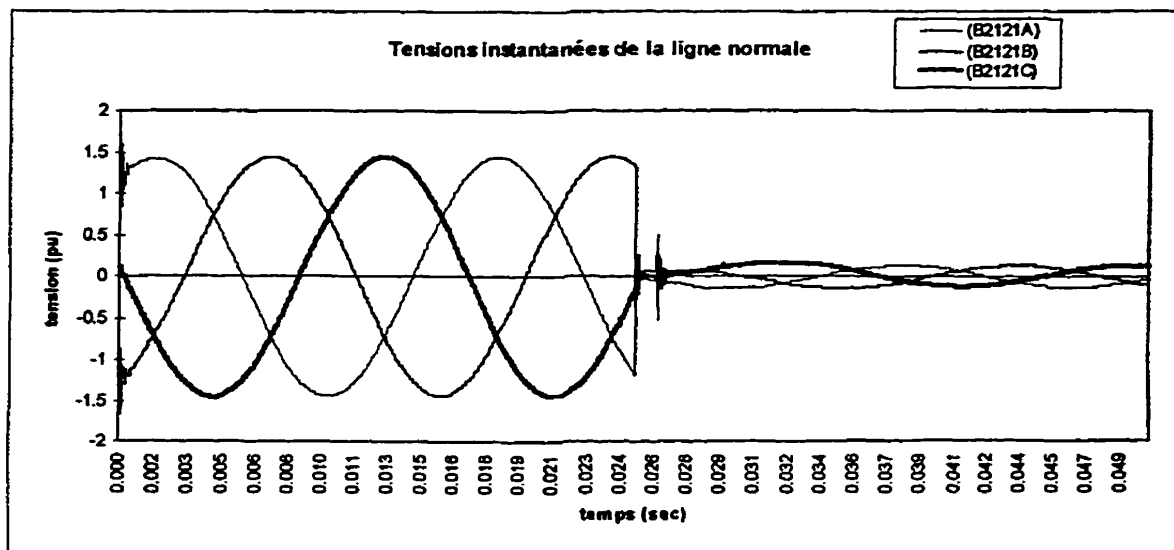
Le résultat sur les tensions de sortie est montré à la figure 5-19. On y voit que le creux de tension est rapidement enlevé et que la surtension perdure près d'une demi période. Étant donné que l'événement perturbateur est plutôt le creux de tension, on peut dire que l'ITR a transféré en 2.3 ms.



**Figure 5-19 Tensions de sortie lors d'un creux de tension monophasé**

#### **5.6.5. Comportement en présence d'un creux de tension triphasé sévère provenant d'un défaut sur la ligne normale.**

Simulons maintenant le cas d'un creux de tension très sévère due à un défaut triphasé sur la ligne alimentant l'ITR (figure 5-20). Évidemment ce défaut résultera en une interruption brève lorsque la protection d'artère opérera. Toutefois l'ITR étant plus rapide que cette protection, il déclenchera son opération sur le creux de tension et il n'est donc pas nécessaire de simuler l'ouverture du disjoncteur de ligne.



**Figure 5-20 Tensions de la ligne normale lors d'un creux de tension triphasé sévère**

La figure 5-21 qui suit montre les tensions de sortie de l'ITR. On voit que le transfert fut complété en 4.3 ms, soit un peu plus d'un  $\frac{1}{4}$  de période. Remarquons que le temps de transfert est ici plus long que lors du creux de tension triphasé de la première simulation (section 5.6.2). Ceci s'explique par la variation angulaire plus importante dans le cas présent, dû au fait que le creux de tension est plus sévère (le défaut est sur la ligne normale). Ce décalage angulaire retarde le passage à zéro du courant de la phase c, et donc allonge le transfert. Le temps de transfert dépend donc aussi de l'importance du creux de tension.

Autre point à faire ressortir ici sont les surtensions transitoires de rétablissement élevées se présentant surtout sur la phase a. Il semble évident selon ces résultats que des dispositifs de protection contre les surtensions (écrêteurs) devront être prévus dans la conception de l'ITR, pour éviter de perturber les entraînements à vitesse variable des clients que nous souhaitons protéger ainsi que l'ITR même.



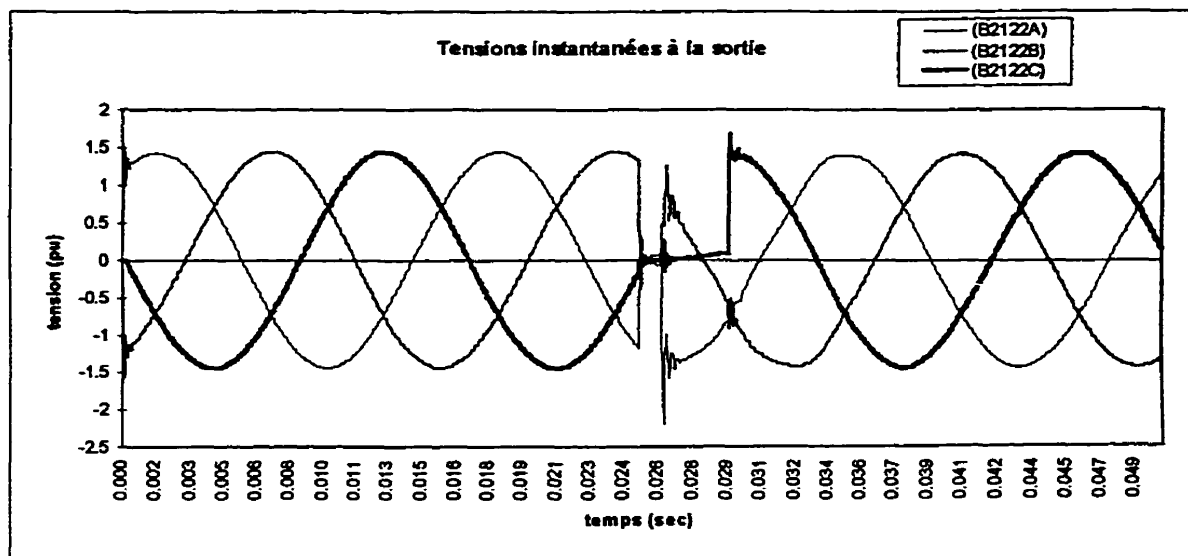
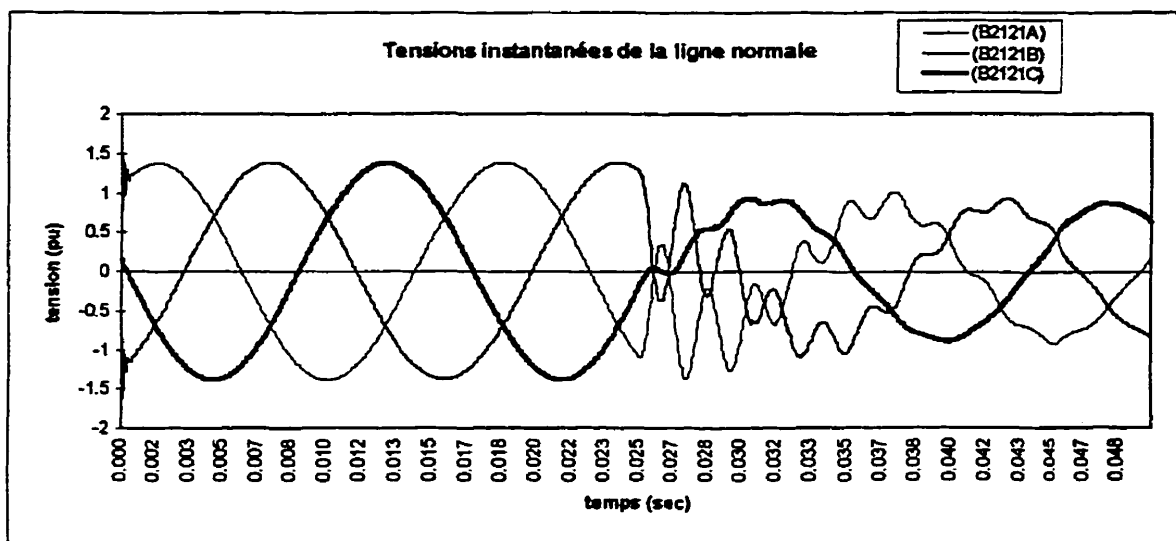


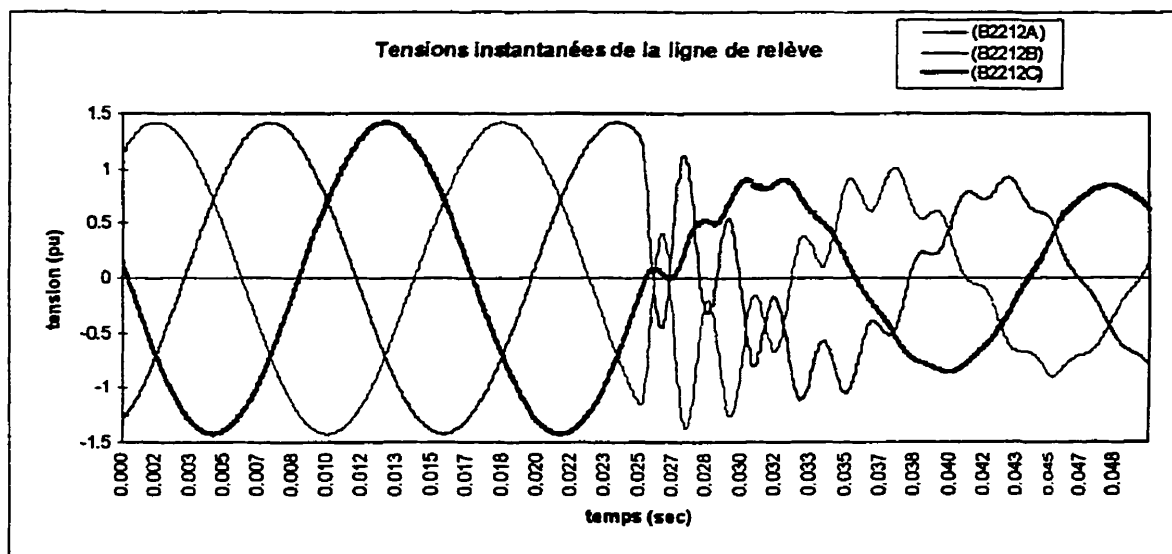
Figure 5-21 Tensions de sortie lors d'un creux de tension triphasé sévère

#### 5.6.6. Comportement en présence d'un creux de tension triphasé provenant d'un défaut sur le réseau haute tension.

Nous avons simulé ici le cas d'une perturbation affectant les deux lignes d'alimentation de l'ITR. Pour ce faire nous avons provoqué un défaut triphasé sur la barre haute tension du poste de distribution, à l'instant  $t = 25$  ms. Ceci engendre un creux de tension triphasé sur les deux entrées de l'ITR, soient les barres B2212 et B2121, comme montré aux figures 5-22 et 5-23. Les oscillations sont attribuables aux bancs de condensateurs de 12 Mvar sur les barres B22 et B21. On peut constater que ces oscillations sont moins amorties sur la barre B22 que sur la barre B21, la première étant moins chargée.

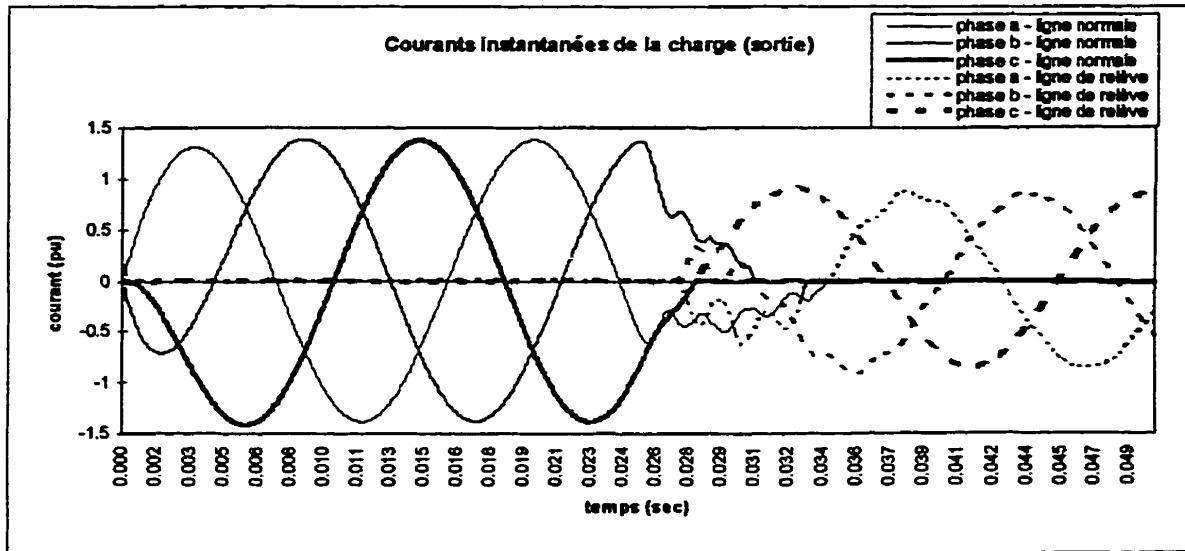


**Figure 5-22 Tensions de la ligne normale lors d'un creux de tension provenant de la haute tension**



**Figure 5-23 Tensions de la ligne de relè lors d'un creux de tension provenant de la haute-tension.**

En principe, le système de commande de l'IIR ne devrait pas déclencher le transfert sur cette perturbation étant donné qu'elle affecte les deux sources. La figure 5-24 montre que tel n'est pas le cas. Notre modèle de commande n'a pu empêcher le transfert.



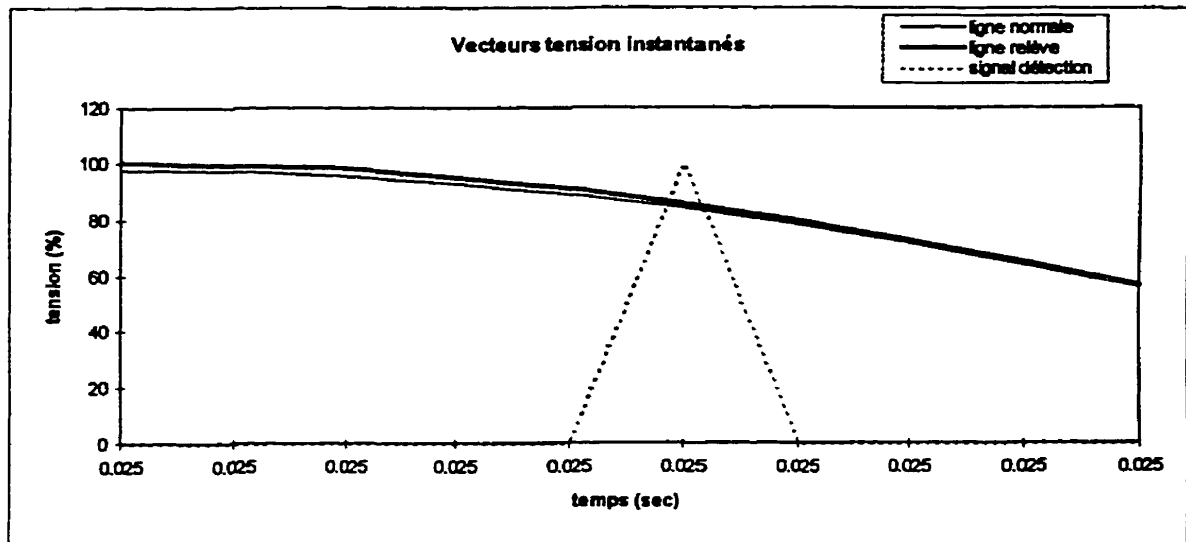
**Figure 5-24 Courants de sortie de l'ITR lors d'un creux de tension provenant de la haute tension**

L'explication réside dans la figure 5-25 qui illustre les profils temporels des vecteurs tension instantanés qui sont les signaux de consigne pour la détection des événements comme expliqué à la section 5.4. On peut voir sur cette figure que la tension de la ligne de relève, qui est moins chargée avant le transfert, est toujours légèrement supérieure à celle de la ligne normale. Rappelons que les conditions de détection mises en jeu ici sont les suivantes;

$$|v_1| < V_{ref} \quad \text{ou} \quad |v_1| > V_{ref} \quad (5-11)$$

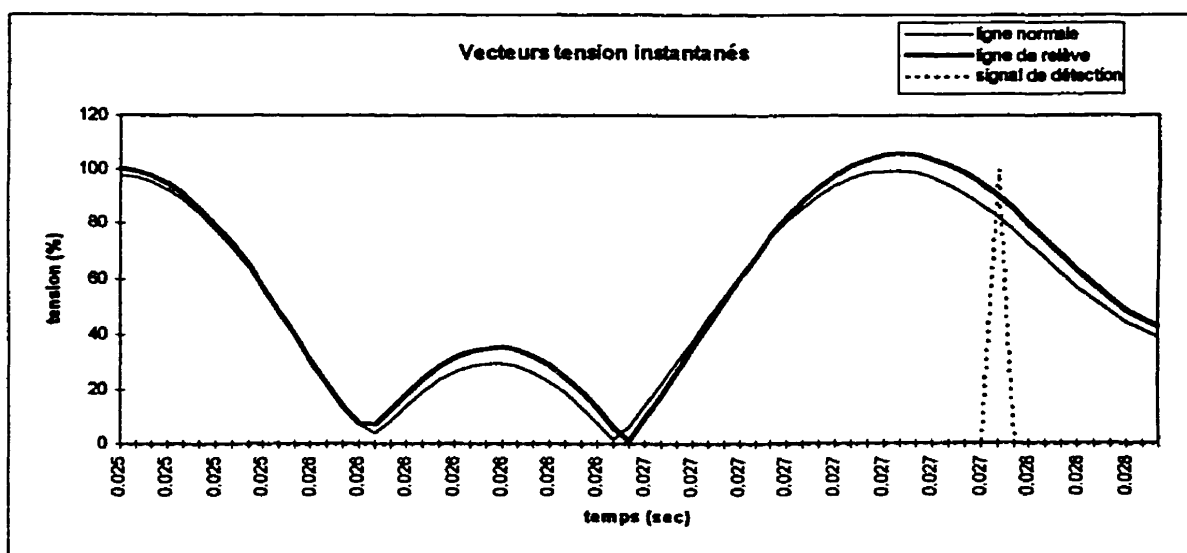
$$V_{ref} < |v_2| < V_{ref} \quad (5-12)$$

Étant donné que ces conditions doivent être vérifiées instantanément, il s'agit que la tension  $v_1$  tombe sous  $V_{ref}$  avant  $v_2$  et le transfert est initié, comme c'est le cas à la figure 5-25.



**Figure 5-25 Signal de détection de l'ITR lors d'un creux de tension provenant de la haute tension.**

Une solution à ce problème serait de fixer des seuils différents pour les deux sources. Par exemple on pourrait monter le seuil de tension basse du côté relève à 90% et laisser celui de la ligne normale à 85%. Ceci permettrait une différence de tension de 5% entre les deux sources. Nous avons simulé cette variante et les résultats sont montrés à la figure 5-25. On voit que la détection a quand même eu lieu mais plus tard à  $t = 27.5$  ms.



**Figure 5-26 Signal de détection de l'I TR lors d'un creux de tension provenant de la haute tension.**

Cette mauvaise performance est attribuable aux oscillations des tensions lors de changements brusques des quantités électriques dans les réseaux réels. Le problème n'est pas insurmontable, car il suffirait de temporiser les conditions de détection. Toutefois, toute temporisation ralentirait le transfert au détriment de la susceptibilité des équipements des clients.

#### **5.6.7. Comportement en présence d'un creux de tension triphasé provenant d'un défaut du côté charge de l'I TR.**

Nous simulons cette fois un défaut triphasé se produisant du côté charge de l'I TR, soit à la barre B2122 à l'instant  $t = 25$  ms. Normalement, l'I TR ne devrait pas transférer sur un tel défaut pour les raisons expliquées à la section 5.3. Les figures 5-26, 5-27 et 5-28 montrent respectivement les tensions de phases à l'entrée de l'I TR, le courant de charge et les tensions de phases à la sortie, lors de l'événement.

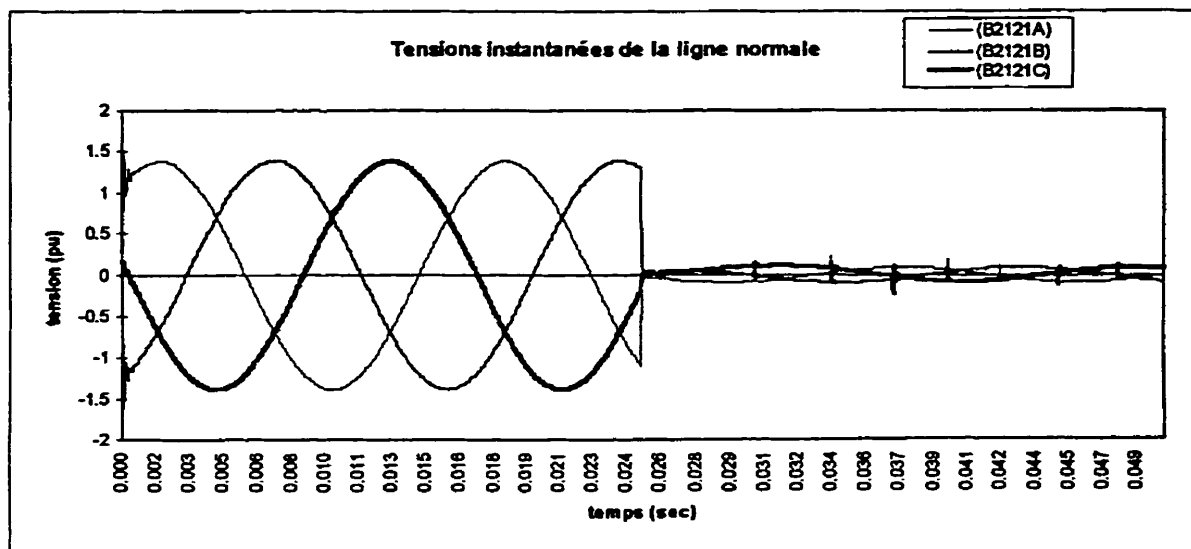


Figure 5-27 Tensions d'entrée de l'ITR lors d'un défaut triphasé du côté charge.

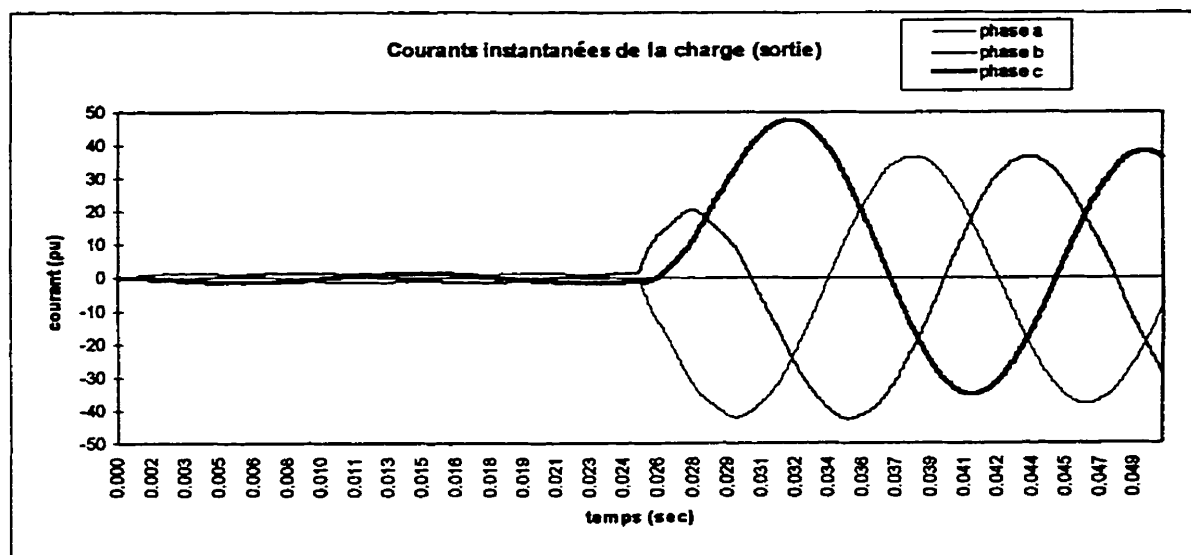
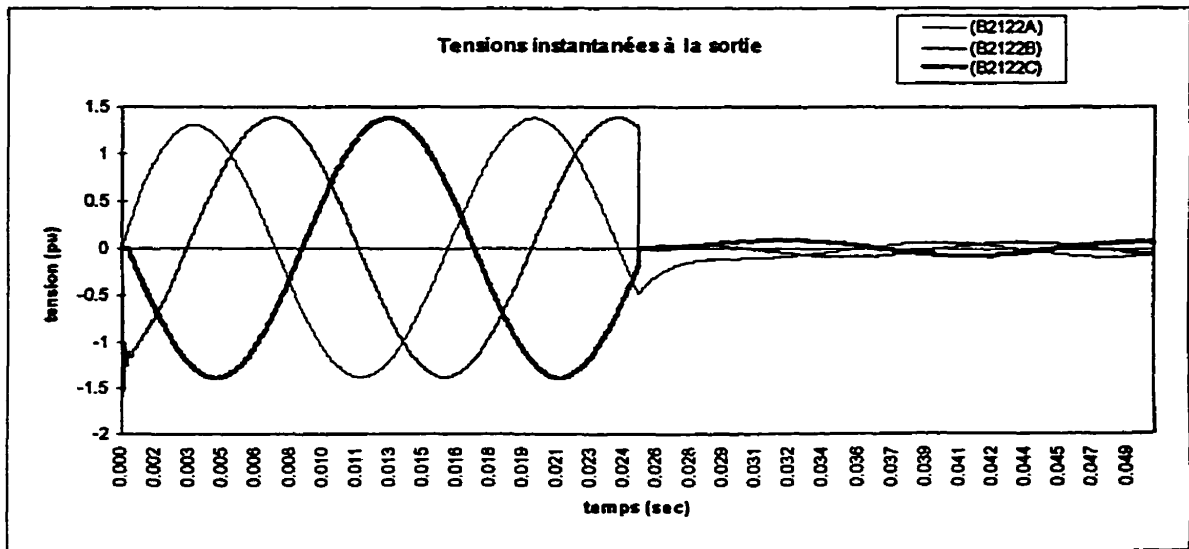


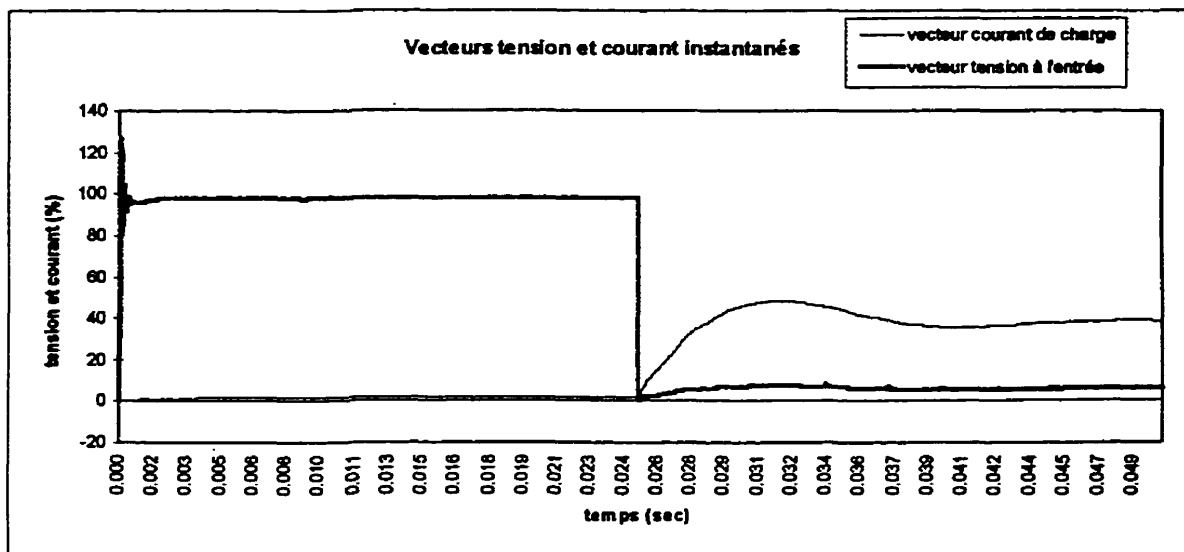
Figure 5-28 Courants de sortie de l'ITR lors d'un défaut triphasé du côté charge.



**Figure 5-29 Tensions de sortie de l'ITR lors d'un défaut triphasé du coté charge.**

Les résultats montrent donc que l'ITR n'a pas transféré le défaut sur la source saine comme il se doit.

La figure 5-29 illustre les profils temporels des vecteurs instantanés du courant de charge  $|i|$  et de la tension d'entrée  $|v_1|$  qui sont les variables comparées aux valeurs de référence pour prendre la décision quant au transfert, comme expliqué à la section 5.4. On peut voir que le courant monte beaucoup plus lentement que descend la tension. Il est donc requis de régler le paramètre  $I_{ref}$  très près du courant de charge nominal pour être en mesure d'empêcher le transfert lors du cas discuté ici. Ceci peut créer des complications lors d'une croissance normale de la charge et c'est pourquoi le paramètre  $I_{ref}$  devrait s'ajuster automatiquement sur l'historique de charge récent.

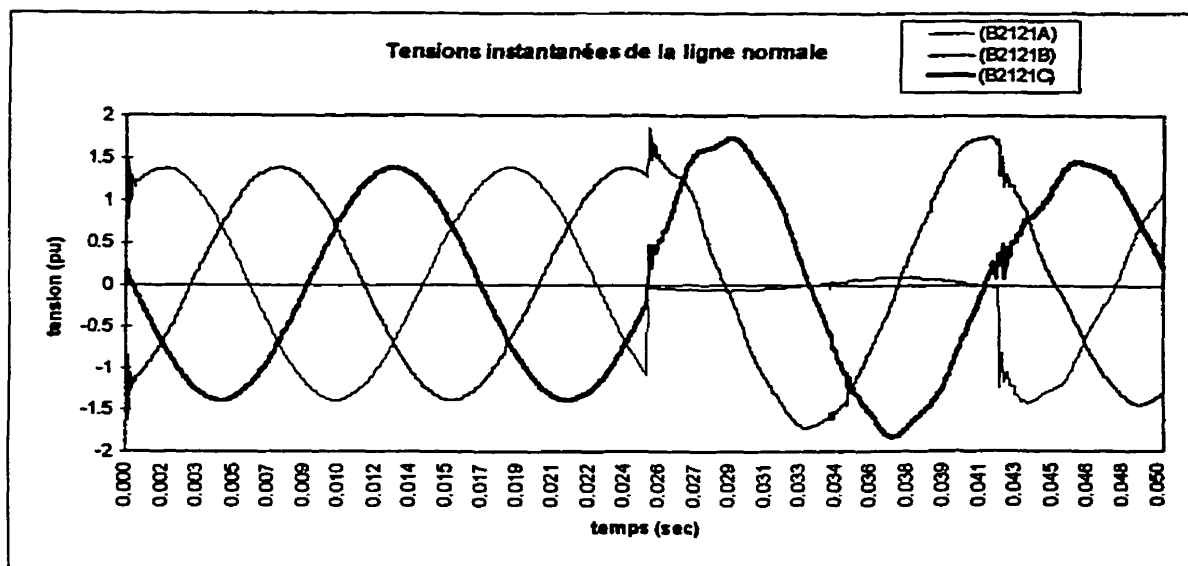


**Figure 5-30 Vecteurs instantanés lors d'un défaut triphasé du coté charge.**

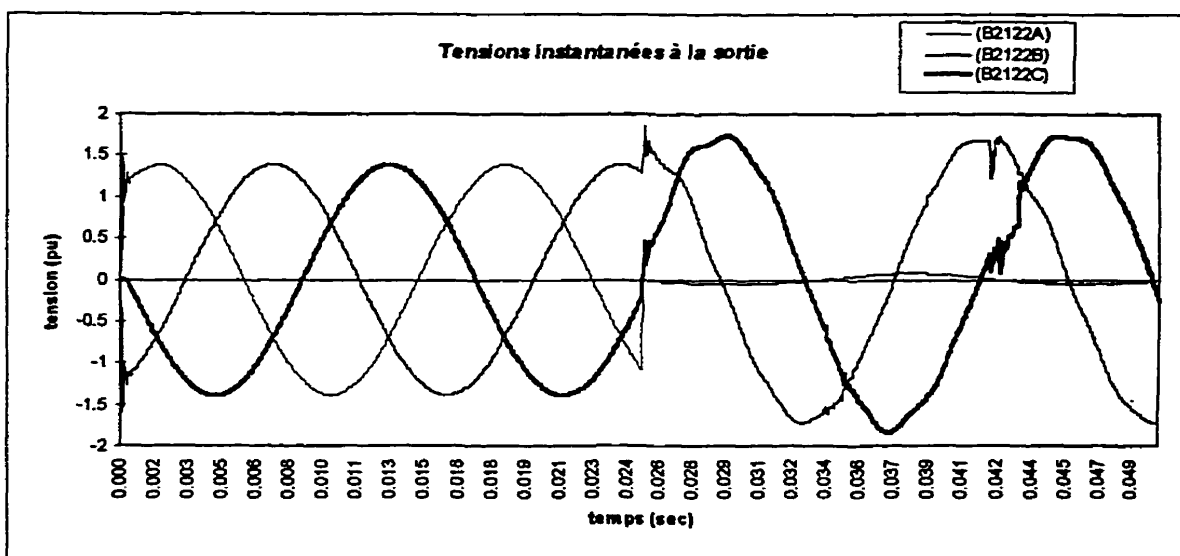
#### **5.6.8. Comportement en présence d'un creux monophasé de tension provenant d'un défaut phase-terre du côté charge de l'IIR.**

Nous reprenons le cas précédent mais cette fois avec un défaut monophasé sur la phase a. La figure 5-30 montre qu'il y a eu transfert du défaut sur la source saine après un peu plus d'une période. En effet, on peut constater qu'après ce délai, la tension réapparaît sur la phase a. La figure 5-31 montre les tensions de phases à la sortie.





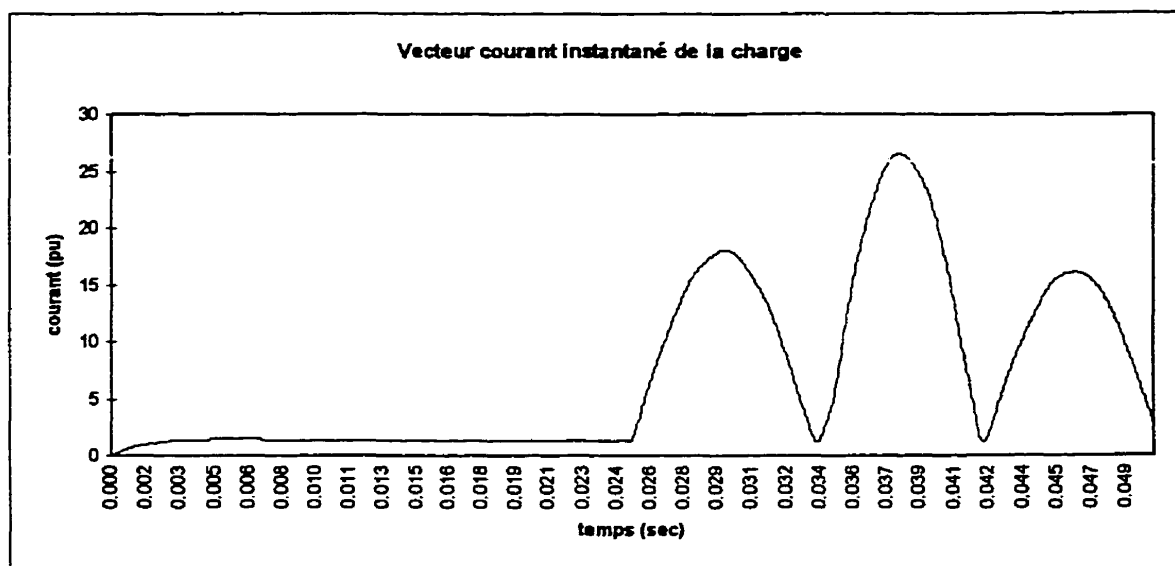
**Figure 5-31 5-32 Tensions d'entrée de l'ITR lors d'un défaut monophasé du côté charge.**



**Figure 5-33 Tensions de sortie de l'ITR lors d'un défaut monophasé du côté charge**

Ce mauvais transfert peut être expliqué par l'observation de la figure 5-32, où on représente, encore une fois, le profil temporel du vecteur courant de charge instantané  $|i|$ , qui est la variable comparée à la valeur de référence  $I_{\text{ref}}$  pour prendre la décision quant au

transfert, comme expliqué à la section 5.4. Nous avons vu à la simulation précédente que ce paramètre devait être réglé assez bas pour des raisons d'efficacité. Toutefois, il ne peut évidemment être réglé plus bas que le courant de charge nominal. Or, on voit sur la figure 5-33 que le vecteur instantané du courant a un comportement oscillatoire à la fréquence du réseau, ce qui est normal lors d'un fort déséquilibre des courants, comme c'est le cas ici. Malheureusement, la valeur du vecteur passe sous le courant nominal toutes les demi-périodes et il est possible que les conditions de transfert soient respectées à un de ces passages comme c'est le cas ici.



**Figure 5-34 Vecteur courant instantané de l'ITR lors d'un défaut monophasé du côté charge**

Pour palier à ce comportement indésirable, nous suggérons une temporisation qui agirait comme suit. Une fois qu'un creux de tension a été détecté et que le critère du courant de charge a empêché le transfert, aucun autre transfert ne devrait être permis, même si les conditions sont respectées, avant un délai minimal réglable.

### **5.6.9. Comportement en présence d'une surtension transitoire de manoeuvre sur la ligne normale.**

Sachant que l'ITR met plusieurs millisecondes à transférer la charge lors de surtensions temporaires, il semble évident qu'il n'est pas assez rapide pour palier aux surtensions de manoeuvre qui sont de nature plus rapide et courte. Nos simulations confirment ce fait et pour éviter d'alourdir inutilement ce document, nous avons choisi de pas présenter les résultats.

### **5.6.10. Comportement en présence d'un creux de tension sur la ligne normale et lorsque le déphasage de la relève est important.**

Règle générale, le déphasage entre les deux lignes de distribution choisies sera maintenu le plus bas possible, sachant que certains procédés de client peuvent être sensibles aux variations angulaires brusques. Une bonne règle du pouce, basée sur notre expérience, est d'accorder 2.5 degrés de différence angulaire entre les deux lignes pour chaque 10 km de différence en longueur ou chaque 10 Mva de différence dans la charge (uniformément distribuée). Il est donc plutôt irréaliste d'imaginer un site où le déphasage dépasserait les 5 degrés à la pointe du réseau, puisque que cela constituerait un mauvais site pour l'application d'un ITR.

Quoi qu'il en soit, nous avons quand même simulé le cas d'un déphasage de 6 degrés entre les deux sources en rallongeant la ligne de relève et en la chargeant au maximum, tout en prenant soin de ne pas dépasser les critères de planification quant à la charge et la régulation de tension (toujours dans un but de réalisme). La valeur de consigne,  $\theta_{ref}$ , pour la différence angulaire permise est ajustée à 5 degrés. Donc en principe le transfert ne devrait pas avoir lieu lors d'un creux de tension sur la ligne normale. Toutefois, nos

simulations démontrent que le transfert a quand même lieu. Cela s'explique par le fait que le creux de tension étant dû à un défaut en amont, la tension de la ligne normale subit elle-même une variation angulaire dans le même sens que la tension de la ligne de relève, ce qui a pour effet de réduire la différence angulaire entre les deux sources jusqu'à ce que le critère de transfert soit respecté. Le transfert peut donc avoir lieu, après un léger délai, et nous croyons que cela est préférable que de subir la perte d'énergie due au creux de tension. Encore une fois, nous avons choisi de ne pas présenter les résultats graphiques dans le but de pas alourdir inutilement ce document.

### 5.7. CONCLUSION.

Les résultats des simulations présentés à la section précédente peuvent être résumés au tableau suivant.

**Tableau 5-1. Résumé des résultats de simulation de l'interrupteur de transfert rapide**

<b>Perturbations</b>	<b>Efficacité</b>
Creux de tension triphasée provenant du réseau	Le système transfère les trois phases avec succès en près ou moins de $\frac{1}{4}$ de période sur la phase la plus lente. Le temps de transfert dépend du moment où survient l'événement et de l'amplitude du creux de tension. Les surtensions transitoires de rétablissement à surveiller et à limiter, surtout lors de creux de tension sévères.
Creux de tension monophasés provenant du réseau	Le système transfère avec succès en moins d' $\frac{1}{4}$ de période sur la phase affectée et en moins d' $\frac{1}{2}$ période sur les phases saines affectées d'une surtension.
Coupures brèves	L'ITR transférera sur le creux de tension précédent l'ouverture du disjoncteur.
Surtensions temporaires	Transfère les trois phases avec succès en moins d' $\frac{1}{2}$ période.
Creux de tension affectant les deux lignes	Mauvaise performance si les tensions sont affectées d'oscillations.
Creux de tension provenant du côté client	Mauvaise performance sur les défauts monophasés.
Creux de tension provenant du réseau avec déphasage important entre les deux sources.	Transfert sera inhibé si la différence angulaire est assez grande. Parfois le décalage angulaire provoqué par le défaut réduira suffisamment la différence angulaire entre les deux sources pour que le transfert ait lieu.
Surtensions de manoeuvre	Pas assez rapide pour avoir un effet notable.
Harmoniques, papillotement, déséquilibre, etc	N/A

À la lumière de ces résultats on peut conclure que l'interrupteur de transfert rapide remplit bien sa fonction, qui est de transférer rapidement les charges sensibles d'un client d'une

ligne d'alimentation normale affectée d'une perturbation, à une ligne de relèvement non affectée. Il est surtout efficace en ce qui concerne les creux de tension, ce qui justement représente la pire menace pour les procédés sensibles. Les résultats des sections 5.6.6 et 5.6.8 suggèrent toutefois des améliorations de notre système de commande, pour empêcher les transferts non requis lorsque les tensions sont affectées d'oscillations.

Toutefois notre évaluation de l'efficacité de l'ITR, a été réalisée à partir d'un modèle simplifié de la commande d'un tel système. Nous avons développé ce modèle à partir de notre propre compréhension de comment devrait fonctionner l'ITR. À partir de ce modèle simplifié, il nous fut possible de voir où étaient les problèmes potentiels d'application des ITR. Toutefois ces simulations ne sont pas suffisantes pour valider la technologie et les problèmes de performance que nous avons notés sont peut-être déjà réglés dans les systèmes disponibles sur le marché.

La prochaine étape serait donc de tester les différents systèmes disponibles sur le marché à l'aide d'un simulateur en temps réel, comme celui disponible à l'IREQ. Il s'agit alors d'interfacer le système de commande réel d'un ITR avec la représentation à échelle réduite du réseau et de simuler son comportement dynamique en provoquant des perturbations, un peu comme on l'a fait ici, en temps différé, à l'aide d'EMTP. Le fait de tester directement le système de commande réel ne laisse plus de doute sur les résultats. Un autre avantage des essais en temps réel est la possibilité de réaliser des centaines d'essais à répétition dans un temps très court, étant donné que chaque simulation dure moins de 100 ms. Ainsi on a vu que le temps de transfert dépend de plusieurs paramètres comme le moment exact où survient l'événement dans la période de l'onde, l'amplitude du creux, le nombre de phases affectées, etc. Des essais statistiques sont donc facilement réalisables en temps réel en variant ces paramètres pour obtenir ainsi des résultats statistiques sur la performance et la fiabilité du système réel.

Un aspect qui n'a pas été vérifié dans lors des simulations présentées plus haut est l'opération de l'I<sub>TTR</sub> sous charge capacitive. Lorsque que le courant est en avance sur la tension, on peut s'attendre à des délais supplémentaires puisque les conditions de transfert, pour une phase donnée, ne seront pas rencontrées avant le prochain passage à zéro de la tension. Ces affirmations méritent toutefois d'être vérifiées par des simulations.

Ultimo, une phase d'expérimentation en réseau chez un client réel subissant des pertes de production serait indiquée, pour vérifier le comportement et la fiabilité de l'I<sub>TTR</sub> dans un environnement réel. Ceci permettrait également de valider la compatibilité électromagnétique entre cette alimentation électrique de qualité supérieure et les charges sensibles d'un ou de plusieurs clients.

## **6. LE COMPENSATEUR STATIQUE DE TYPE SÉRIE.**

### **6.1. FONCTION.**

La fonction première du compensateur statique de type série (C.S.S.) est de protéger une charge critique contre les perturbations originant du réseau de distribution (creux et gonflements de tension, perturbations transitoires et harmoniques de tensions).

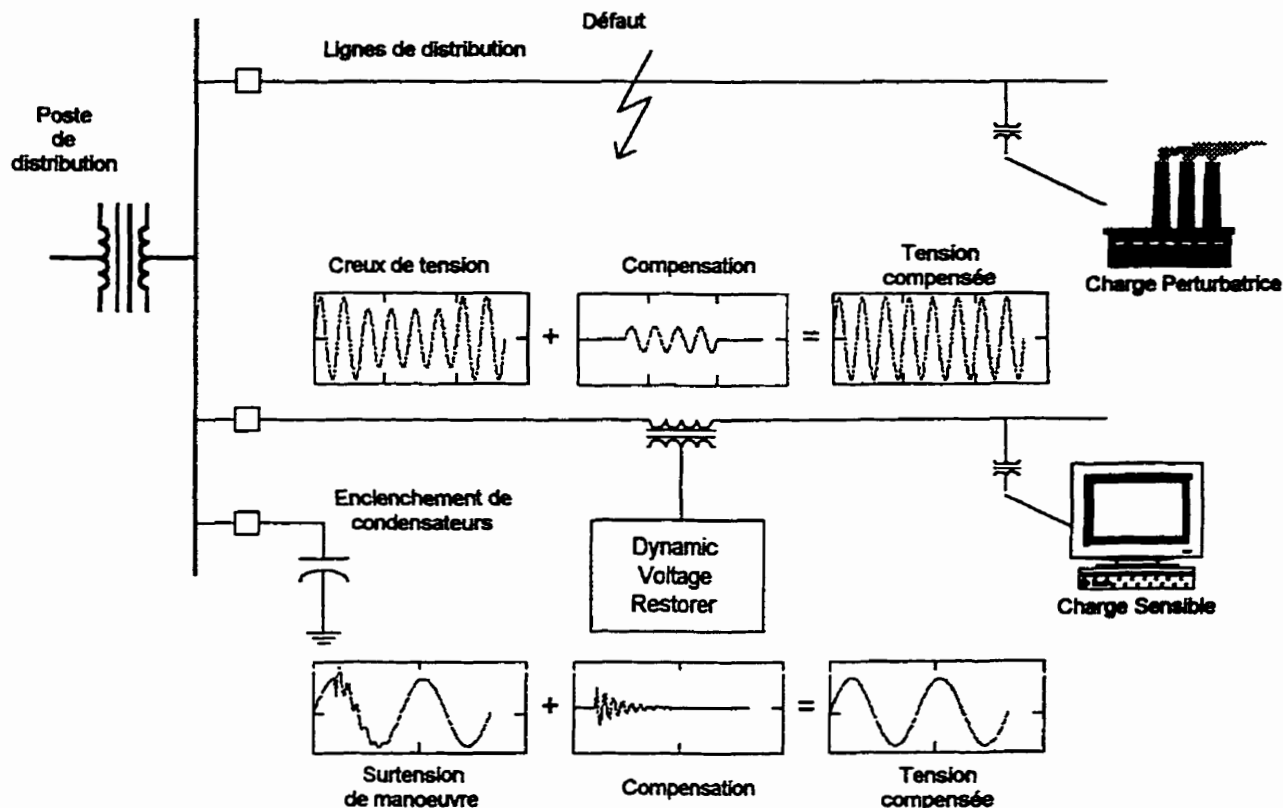
### **6.2. DESCRIPTION GÉNÉRALE.**

Le premier C.S.S., appelé le Dynamic Voltage restorer (DVR), a été développé par Westinghouse <sup>10</sup> dans le cadre du programme d'EPRI « Custom Power for Advanced Distribution ». Aujourd'hui d'autres fabricants se sont lancés dans le développement de systèmes semblables, dont ABB. Toutefois très peu de documentation existant à l'heure actuelle sur les systèmes des autres fabricants, les descriptions qui suivent sont basées sur le système DVR de Westinghouse.

Le C.S.S. consiste en un convertisseur statique de puissance CC-AC (onduleur autonome) qui injecte trois tensions alternatives monophasées en série avec le réseau de distribution et en synchronisme avec les tensions simples de ce réseau. La figure 6-1 illustre un diagramme de description générale d'un système typique.

En réglant l'amplitude, la phase et la fréquence des tensions qu'il injecte sur le réseau en temps réel à l'aide d'un transformateur d'injection série, le C.S.S. peut rétablir la qualité de la tension en aval lorsque la qualité de la tension en amont ne respecte pas les caractéristiques définies par le distributeur.





**Figure 6-1 Diagramme de description générale du C.S.S.**

Le C.S.S. peut fournir et absorber de la puissance réelle et réactive. Dans bien des cas, les petites perturbations peuvent être compensées à l'aide d'un échange d'énergie réactive seulement. Pour les perturbations plus importantes, le C.S.S. doit alors fournir de la puissance réelle à la charge. La puissance réactive échangée entre le C.S.S. et le réseau est générée par le C.S.S. sans l'aide d'aucuns composants passifs tels des inductances ou des condensateurs ou d'accumulateur d'énergie. La production d'énergie réelle quant à elle nécessite l'emploi d'un tel accumulateur. Lorsque la tension du réseau redevient normale suite à une perturbation, le C.S.S. recharge l'accumulateur d'énergie à partir du réseau.

La figure 6-2 illustre un diagramme typique de raccordement d'un DVR. Il est branché en série avec la ligne de distribution à travers trois transformateurs d'injection monophasés et indépendants. Le primaire (coté moyenne-tension) doit être dimensionné pour porter le plein courant de ligne. La tension nominale primaire du C.S.S. est la tension maximale qu'il peut injecter sur la ligne pour une application donnée. Finalement la puissance nominale du système est la tension nominale fois le courant nominal.

La tension au secondaire des transformateurs d'injection est générée par trois onduleurs monophasés connectés à un lien cc commun. Les tensions de sortie des onduleurs sont filtrées avant d'être appliquées aux transformateurs d'injection. Les trois onduleurs sont commandables de façon indépendante pour permettre de compenser chaque phase séparément. Puisque les onduleurs utilisent la modulation en largeur d'impulsion (MLI) à haute fréquence pour générer les tensions nécessaires, ils leur est possible de générer des formes d'onde complexes pour annuler la distorsion harmonique présente sur le réseau. Le système agit donc ici comme un filtre actif série. En surveillant continuellement la forme d'onde de tension du réseau et en la comparant à une forme d'onde de référence, il génère toujours la quantité requise de compensation harmonique. Cette dernière technique peut être utilisée également pour éliminer certaines surtensions transitoires, dans la mesure où la fréquence de commutation le permet.

Comme mentionné plus haut le C.S.S. nécessite un accumulateur d'énergie pour compenser les creux de tension importants. Présentement le système de base commercialisé par la Cie Westinghouse utilise des condensateurs pour accumuler l'énergie. Toutefois d'autres technologies sont possibles comme les bobines supraconductrices, les roues d'inertie, etc. Les spécifications des condensateurs accumulateurs sont fonctions de paramètres externes au C.S.S. comme la grandeur de la charge à protéger, la profondeur des creux de tension à éliminer et leur durée, leur taux

de répétition, etc. L'énergie est échangée entre le lien cc et les condensateurs accumulateurs à l'aide de convertisseur cc / cc.

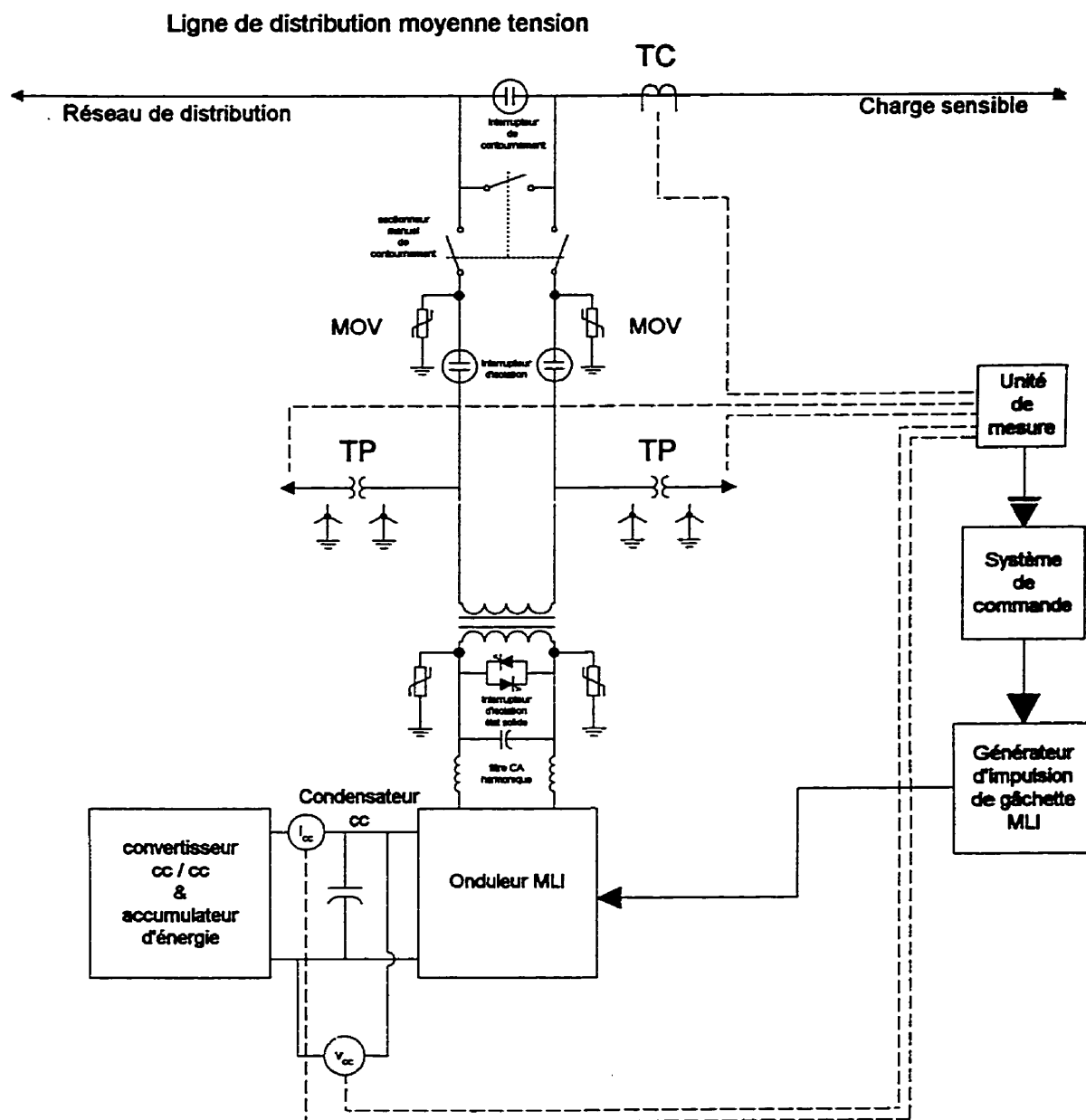


Figure 6-2 Diagramme typique de raccordement d'un DVR.

### 6.3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT.

Les principes de fonctionnement décrits ici sont basés surtout sur les travaux de M ABI-SAMRA <sup>14</sup>, de la Cie Westinghouse, puisqu'il s'agit de la seule référence spécifique trouvée lors de cette recherche.

La possibilité de générer ou absorber de la puissance réactive à l'aide de convertisseur statique de puissance, est reconnue depuis longtemps <sup>15</sup>. Ces convertisseurs n'utilisent pas de condensateurs ou d'inductances pour produire la puissance réactive. Ils fonctionnent comme des sources tension ou courant alternatives et produisent la puissance réactive essentiellement en faisant circuler de l'énergie entre les phases du réseau. L'utilisation de tels convertisseurs statiques pour faire de la compensation série est surtout connue dans le domaine du transport d'énergie à haute-tension <sup>16</sup> comme un moyen extrêmement efficace de régler l'écoulement de puissance, l'impédance et l'angle des lignes. L'application dans le domaine de la distribution est plutôt comme un moyen d'améliorer la qualité de l'onde.

La figure 6-3 illustre un diagramme fonctionnel du C.S.S.. Prenons l'exemple [4] où un défaut sur le réseau en amont provoque un creux de tension de 0.7 pu sur une phase de la ligne de distribution où est branché le C.S.S.. On suppose ici que la tension est normale sur les deux phases saines. La commande du C.S.S. détecte la situation et donne l'ordre au convertisseur d'injecter une tension  $v_{dr}$  de 0.3 pu (en phase avec la tension du réseau) aux bornes du transformateur d'injection série approprié. Cette tension s'additionne avec la tension  $v_1$  de 0.7 pu pour produire une tension résultante  $v_2$  de 1.0 pu, vue du côté charge du C.S.S. (voir figure 6-1). La figure 6-4 illustre le diagramme vectoriel des tensions en jeu.

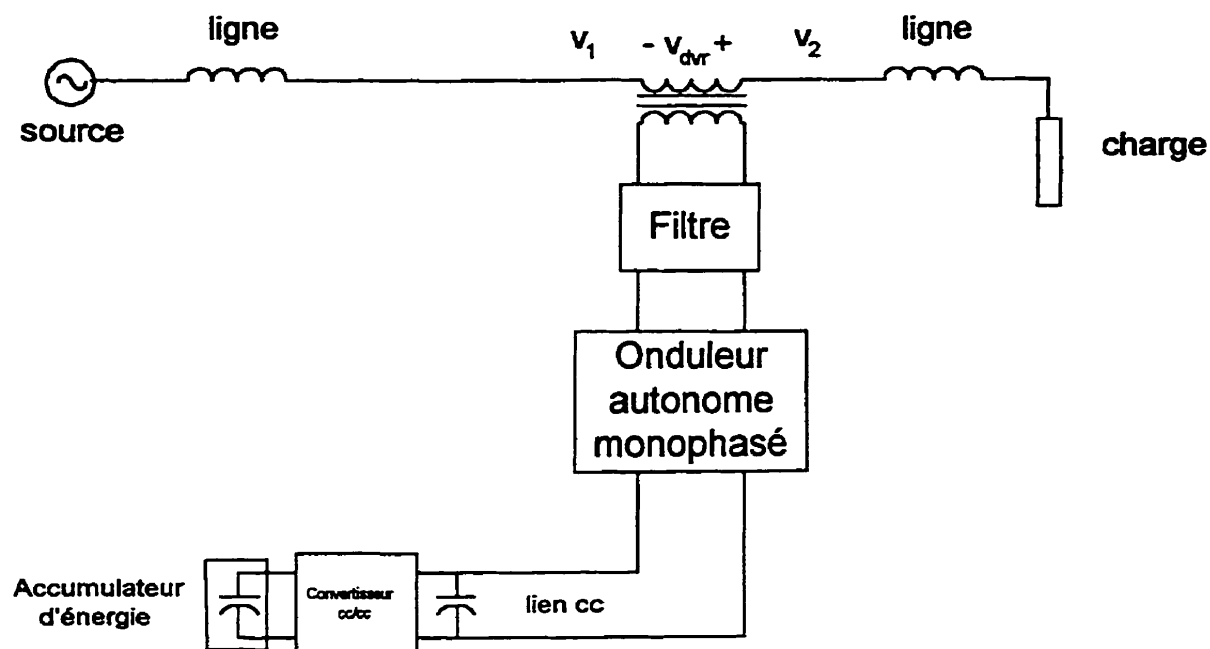


Figure 6-3 Diagramme fonctionnel monophasé.

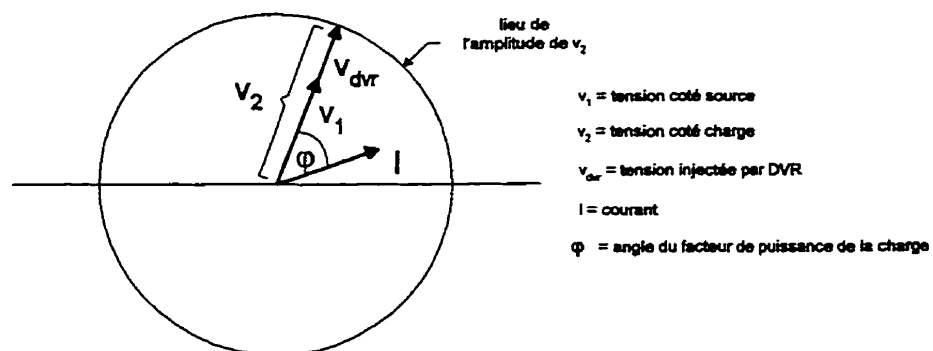


Figure 6-4 Diagramme vectoriel pour la compensation avec puissance réelle.

La puissance fournie par le C.S.S.,  $P_{dvr}$  est la différence entre la puissance totale fournie à la charge et la puissance totale fournie par la source. On peut écrire, en régime permanent;

$$P_{dvr} = V_{dvr} \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (6-1)$$

Où  $V_{dvr}$  est la tension injectée par le C.S.S..  
 $I$  est le courant de la charge.  
 $\varphi$  est l'angle du facteur de puissance de la charge.

Cette puissance étant active, doit évidemment venir de l'accumulateur d'énergie accessible au C.S.S.. La durée des creux de tension que le C.S.S. peut ainsi compenser dépend donc de la puissance requise et de la quantité d'énergie disponible.

Cette consommation d'énergie peut théoriquement être réduite, voire annulée, en utilisant de la puissance réactive pour compenser la tension de la source. Ceci requiert toutefois un facteur de puissance de la charge non unitaire, ce qui est fréquemment le cas.

En effet il n'est pas nécessaire que la tension du côté charge  $V_2$  soit en phase avec la tension du côté source  $V_1$ . En fait le lieu de  $V_2$  peut s'étendre sur un cercle comme montré à la figure 6-4. La puissance réelle triphasée entrante dans le C.S.S. venant de la source  $P_{ent}$  et celle sortant de C.S.S. vers la charge  $P_{sort}$ , en régime permanent et en supposant un courant équilibré, sont données par les équations suivantes;

$$P_{ent} = V_{1A} I \cos(\varphi - \alpha) + V_{1B} I \cos(\varphi - \alpha) + V_{1C} I \cos(\varphi - \alpha) \quad (6-2)$$

$$P_{sort} = V_{2A} I \cos(\varphi) + V_{2B} I \cos(\varphi) + V_{2C} I \cos(\varphi) \quad (6-3)$$

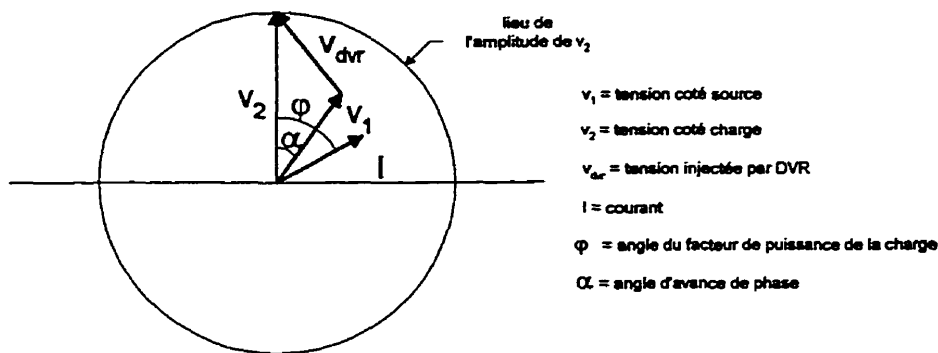
Où  $V_1$  et  $V_2$  sont les modules des tensions d'entrée et de sortie  
 $\alpha$  est l'angle entre  $V_1$  et  $V_2$

La différence entre la puissance de sortie et la puissance d'entrée,  $\Delta P$ , doit être fournie par l'accumulateur d'énergie. De façon à compenser les creux de tension sans utiliser d'énergie nous devons avoir  $\Delta P = 0$ . Puisque les trois tensions de sortie seront égales on peut laisser tomber les indices de  $V_2$ . On peut alors écrire;

$$\Delta P = P_{\text{sort}} - P_{\text{ent}} = 3V_2 I \cos(\varphi) - (V_{1A} + V_{1B} + V_{1C}) I \cos(\varphi - \alpha) \quad (6-4)$$

$$\alpha = \varphi - \arccos\left(\frac{3V_2 \cos(\varphi)}{V_{1A} + V_{1B} + V_{1C}}\right) \quad (6-5)$$

Autrement dit si la tension de sortie  $V_2$  est en avance sur la tension d'entrée  $V_1$  d'un angle  $\alpha$  (voir figure 6-5) la tension injectée,  $V_{\text{dvr}}$ , est alors en quadrature avec le courant de charge  $I$  et aucune puissance réelle n'est impliquée dans la compensation. Le C.S.S. apparaît alors comme un condensateur série virtuel sur la ligne de distribution et l'angle entre la tension d'entrée et le courant est réduit de  $\varphi$  à  $\varphi - \alpha$ . Toutefois l'équation 6-5 montre bien qu'il y a une limite à la possibilité de compenser un creux de tension sans énergie.



**Figure 6-5 Diagramme vectoriel pour la compensation avec puissance réactive.**

Dans le cas d'un creux de tension triphasé équilibré,  $V_{1A} = V_{1B} = V_{1C} = V_1$ , et;

$$\alpha = \varphi - \arccos\left(\frac{V_2 \cos(\varphi)}{V_1}\right) \quad (6-6)$$

On voit que le creux de tension minimum qu'on peut compenser sans énergie est  $V_{1\min} = V_2 \cos(\varphi)$ , car sous cette valeur l'arccosinus n'est plus défini. Aussi pour  $V_{1\min}$  on a  $\alpha_{\max} = \varphi$  et au-delà de cet angle il n'est plus possible de maintenir  $V_{dv}$  en quadrature avec le courant sans augmenter  $V_1$  ou diminuer  $V_2$ .

De la même façon on peut montrer que pour un creux de tension monophasé, sur la phase a par exemple, où on a  $V_{1B} = V_{1C} = V_1$ , le creux de tension minimal est  $V_{1A} = 3V_2 \cos(\varphi) - 2V_1$ .

Donc pour un facteur de puissance de 0.8, le creux de tension triphasé minimal que peut compenser un C.S.S. sans énergie est de 0.8 pu et de 0.4 pu pour un creux de tension monophasé. Cette limite plus basse pour un événement monophasé est rendue possible par la capacité du C.S.S. de transférer de l'énergie réactive des deux phases saines à la phase affectée. Dans les deux cas il est possible de compenser des creux de tension plus importants mais l'utilisation d'énergie accumulée est nécessaire.

À noter que puisqu'il y a un décalage angulaire entre les tensions d'entrée et de sortie, la tension injectée sera plus grande que dans le cas de compensation avec énergie réelle où les tensions d'entrée et de sortie sont en phase (figure 6-4). La tension nominale du C.S.S. devra donc être augmentée si on veut compenser des creux de tension sans consommation d'énergie.

La faiblesse du raisonnement mathématique énoncé plus haut réside dans la supposition que les courants de phase,  $I$ , sont parfaitement balancés et que l'angle entre ces courants et les tensions de phases est le même sur les trois phases, équation 6-2 et 6-3. Ceci n'est certainement pas le cas sur un réseau de distribution déséquilibré, surtout lors de creux de tension.



## **6.4. CONSIDÉRATIONS SUR LES DIMENSIONS**

### **6.4.1. Puissance nominale**

Les C.S.S., comme le DVR, sont disponibles en module de 2 Mva qu'on peut combiner jusqu'à 10 Mva. Étant branché en série, le primaire du transformateur d'injection doit être dimensionné pour porter le plein courant de ligne. La tension injectée, par contre, peut être plus petite que la tension nominale [4]. La puissance nominale de C.S.S. est reliée à la charge nominale et à la capacité d'injection de tension de la façon suivante:

$$Mva_{C.S.S.} = Mva_{charge} \times \text{Tension injectée}_{max} \text{ (pu)}$$

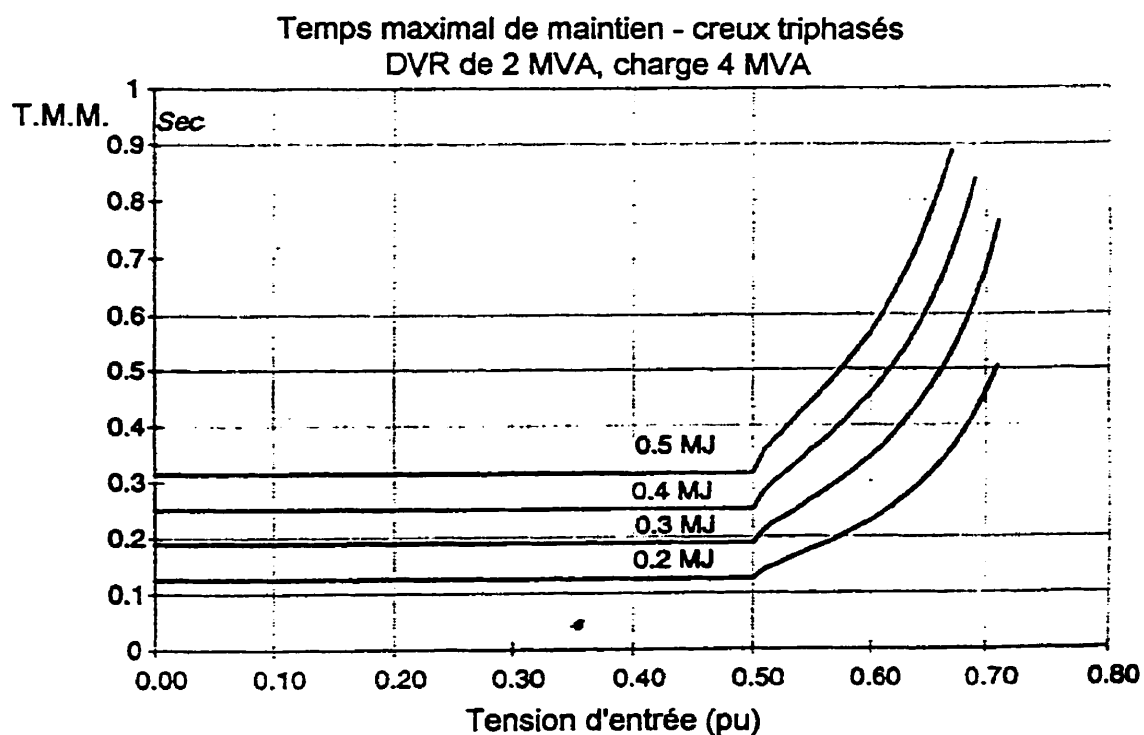
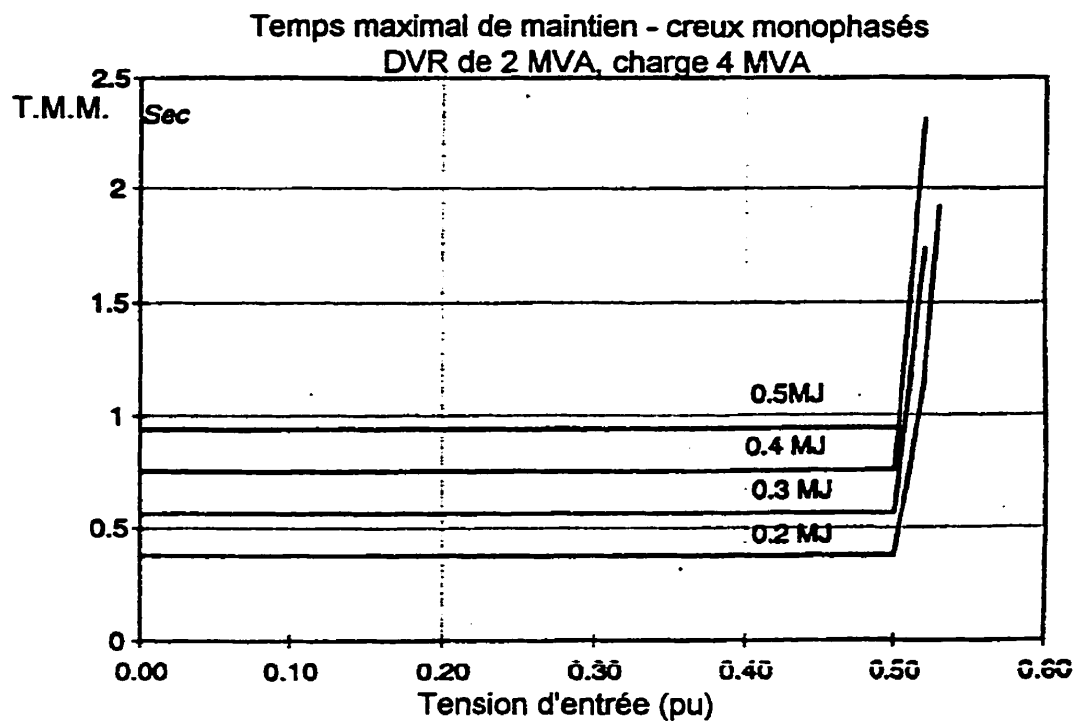
Donc les puissances nominales du C.S.S. et de la charge n'ont pas à être égales. L'utilisation d'un C.S.S. partiellement dimensionné peut constituer une solution plus économique. Par exemple pour une charge de 4 Mva, on utilisera un DVR de 2 Mva (0.5 pu). Ce C.S.S. ne peut injecter une tension de plus de 0.5 pu de la tension nominale. Par contre, on a vu au chapitre 1, que l'amplitude de la grande majorité des creux de tension était inférieure à 60% de la tension nominale, donc la tension restante est supérieure à 0.4 pu. En injectant 0.5 pu on ramène la tension de sortie à l'intérieur de la plage acceptable de  $\pm 10\%$ .

### **6.4.2. Énergie emmagasinée.**

On a vu plus haut que pour les creux de tension triphasés de plus de 20% et les creux de tension monophasés de plus de 60%, le C.S.S. doit fournir de la puissance active, donc de l'énergie, à la charge. Mais qui dit énergie emmagasinée, dit épuisement après un certain

temps. Le temps maximal de maintien (T.M.M.) est défini comme le temps maximal que le C.S.S. peut tenir à injecter sa puissance nominale, avant de s'épuiser en énergie.

La figure 6-6 illustre les courbes des T.M.M. en fonction de la tension d'entrée du C.S.S. et de la quantité d'énergie stockée, pour des creux monophasés et triphasés. Ces courbes proviennent de Westinghouse [4] et sont tracées pour un DVR de 2 Mva, alimentant une charge de 4 Mva, avec des énergies accumulées de 0.2 à 0.5 MJ. À noter que ces mêmes courbes tension-temps peuvent être utilisées pour d'autres puissances nominales si l'énergie stockée varie en proportion. Par exemple, les courbes 0.5 MJ sont les mêmes pour un DVR de 10 Mva, protégeant une charge de 20 Mva avec 2.5 MJ d'énergie stockée.



**Figure 6-6 Temps maximal de maintien pour un DVR**

On peut voir sur les courbes de la figure 6-6 que le DVR peut compenser des creux de tension de durée relativement longue, surtout pour les creux monophasés. On a vu au chapitre 1, que la majorité des creux de tension ont une durée inférieure à 100 ms. Les courbes s'aplatissent lorsque la tension d'entrée tombe sous les 0.5 pu puisqu'il s'agit de la tension maximale que peut injecter le système considéré ici.

### 6.5. MODÈLE MATHÉMATIQUE.

Nous avons développé le modèle mathématique qui suit, en nous basant sur les informations fournies par la Cie Westinghouse à Hydro-Québec, concernant le système DVR.

Si on néglige l'impédance des transformateurs d'injection, on peut représenter le C.S.S. par le réseau équivalent de la figure 6-7. Cette hypothèse est acceptable dans la mesure où le système peut lui-même compenser la chute de tension interne et apparaître du réseau comme une source de tension idéale.

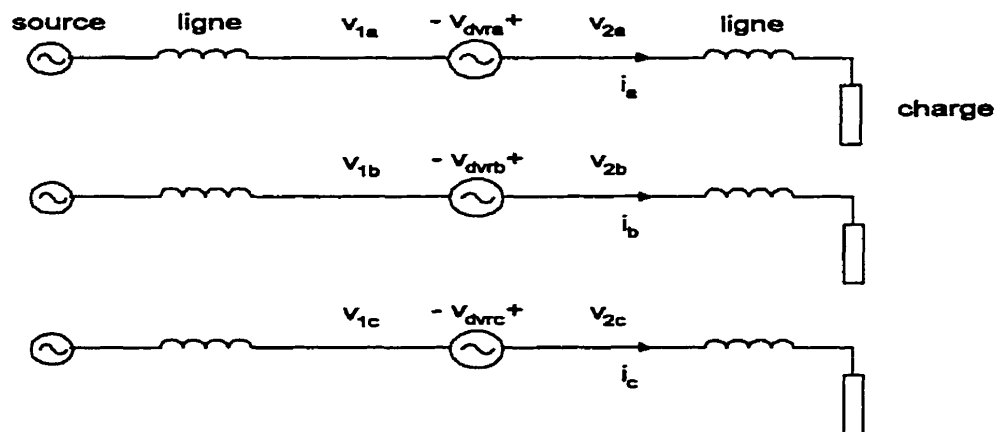


Figure 6-7 circuit équivalent du C.S.S.

On peut se représenter mathématiquement ce circuit avec les équations suivantes ;

$$\begin{aligned} v_{2a} - v_{1a} &= v_{dvr a} \\ v_{2b} - v_{1b} &= v_{dvr b} \\ v_{2c} - v_{1c} &= v_{dvr c} \end{aligned} \quad (6-7)$$

Ici les variables  $v_{1abc}$ ,  $v_{2abc}$  et  $v_{dvabc}$  sont des valeurs instantanées et devraient se lire  $v_{1a}(t)$ ,  $v_{2a}(t)$  ....etc. Sous forme matricielle ces équations s'écrivent:

$$\begin{bmatrix} v_{2a} \\ v_{2b} \\ v_{2c} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{1a} \\ v_{1b} \\ v_{1c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{dvr a} \\ v_{dvr b} \\ v_{dvr c} \end{bmatrix} \quad (6-8)$$

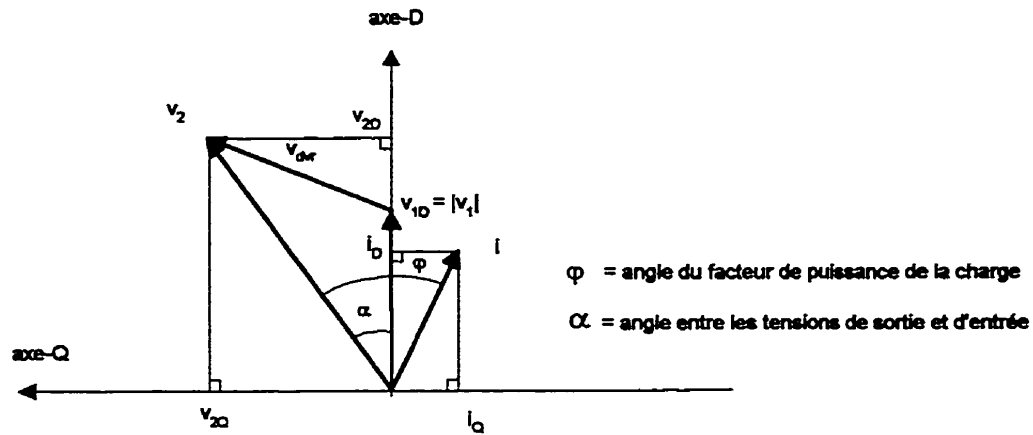
Si on néglige, dans un premier temps, la composante homopolaire, la transformation de ces variables de phases dans le référentiel synchrone (chapitre 3, section 3.2.2), qu'on choisit en synchronisme avec le vecteur tension instantané du côté source  $v_1$ , est définie par ;

$$\begin{bmatrix} v_1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = [c_1] \cdot \begin{bmatrix} v_{1a} \\ v_{1b} \\ v_{1c} \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} v_{2D} \\ v_{2Q} \\ 0 \end{bmatrix} = [c_1] \cdot \begin{bmatrix} v_{2a} \\ v_{2b} \\ v_{2c} \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} v_{dvr D} \\ v_{dvr Q} \\ 0 \end{bmatrix} = [c_1] \cdot \begin{bmatrix} v_{dvr a} \\ v_{dvr b} \\ v_{dvr c} \end{bmatrix} \quad (6-9)$$

De plus, les courants de charge se transforment selon ;

$$\begin{bmatrix} i_D \\ i_Q \\ 0 \end{bmatrix} = [c_1] \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (6-10)$$

La figure 6-8 illustre ces vecteurs dans le référentiel synchrone.



**Figure 6-8 Représentation vectorielle des quantités du côté CA du C.S.S. dans le référentiel synchrone**

Les puissances réelles instantanées à l'entrée et à la sortie du C.S.S. s'écrivent dans le référentiel synchrone ;

$$P_{ent} = \frac{3}{2} |v_1| i_D \quad P_{sort} = \frac{3}{2} (v_{2D} i_D + v_{2Q} i_Q) \quad (6-11)$$

L'exigence  $\Delta P = 0$  (section 6.3) pour compenser les creux de tension sans énergie réelle s'écrit donc ;

$$|v_1| i_D = v_{2D} i_D + v_{2Q} i_Q \quad (6-12)$$

Le deuxième terme de l'équation 6-12 est en fait le produit scalaire entre les vecteurs  $v_2$  et  $i$  et peut donc s'écrire ;

$$|v_2| |i| \cos \varphi \quad (6-13)$$

De plus de la figure 6-7 on peut déduire la relation suivante ;

$$\cos(\varphi - \alpha) = \frac{i_D}{|i|} \quad (6-14)$$

En insérant les relations 6-13 et 6-14 dans la contrainte 6-12, on obtient ;

$$\frac{|v_2|}{|v_1|} \cos \varphi = \cos(\varphi - \alpha) \quad (6-15)$$

Et on obtient pour  $\alpha$  ;

$$\alpha = \varphi - \arccos\left(\frac{|v_2|}{|v_1|} \cos \varphi\right) \quad (6-16)$$

L'équation 6-16 est l'équivalent de l'équation 5-5 pour les variables instantanées. Ainsi, comme expliqué à la section 6.3, si la tension de sortie  $v_2$  est en avance sur la tension d'entrée  $v_1$  d'un angle  $\alpha$  (voir figure 6-5) la tension injectée,  $v_{dvr}$ , est alors en quadrature avec le courant de charge  $i$  et aucune puissance réelle n'est impliquée dans la compensation. Pour les creux de tension sévères, on atteindra un angle  $\alpha_{\max} = \varphi$ , et on devra fournir de la puissance active pour soutenir la tension.

Il s'agit donc de commander l'onduleur pour qu'il génère une tension  $v_{dvr}$  telle que la tension de sortie  $v_2$  soit d'amplitude égale à une tension de référence  $v_{ref} = 1$  pu, avec un angle  $\alpha$  par rapport à l'axe D. Mathématiquement, l'expression de la tension de sortie s'écrit;

$$\begin{bmatrix} v_{2D} \\ v_{2Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \alpha & -\sin \alpha \\ \sin \alpha & \cos \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_{ref} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6-17)$$

La différence entre la tension de sortie et la tension d'entrée devient donc la tension à injecter  $v_{dvr}$ ;

$$\begin{bmatrix} v_{D-dvr} \\ v_{Q-dvr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{2D} \\ v_{2Q} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{1D} \\ v_{1Q} \end{bmatrix} \quad (6-18)$$

Les tensions de phases injectées par les trois onduleurs s'écrivent donc;

$$\begin{bmatrix} v_{a\_dvr} \\ v_{b\_dvr} \\ v_{c\_dvr} \end{bmatrix} = [C]^{-1} \begin{bmatrix} v_{D\_dvr} \\ v_{Q\_dvr} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6-19)$$

On constate que les tensions injectées ne peuvent pas contenir de composante homopolaire puisque cette dernière a été négligée dès le début pour simplifier la commande. On s'attend donc à ce que ce système ne puisse compenser efficacement les creux de tension monophasés qui sont à forte teneur en tension de séquence homopolaire.

Pour contourner cette faiblesse, les concepteurs du DVR de la Cie Westinghouse, mesurent la tension homopolaire instantanée

$$v_{10} = (v_{1a} + v_{1b} + v_{1c}) / 3 \quad (6-20)$$

à l'entrée et la soustraient tout simplement des trois tensions injectées. Les nouvelles tensions injectées deviennent;

$$\begin{bmatrix} v_{a\_inj} \\ v_{b\_inj} \\ v_{c\_inj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{a\_dvr} - v_{10} \\ v_{b\_dvr} - v_{10} \\ v_{c\_dvr} - v_{10} \end{bmatrix} \quad (6-21)$$

Ceci semble peu orthodoxe, mais nous verrons à la section 6.7 que cela fonctionne raisonnablement bien.



## 6.6. SYSTÈME DE COMMANDE DU C.S.S.

La figure 6-9 illustre de façon générale la commande d'un C.S.S..

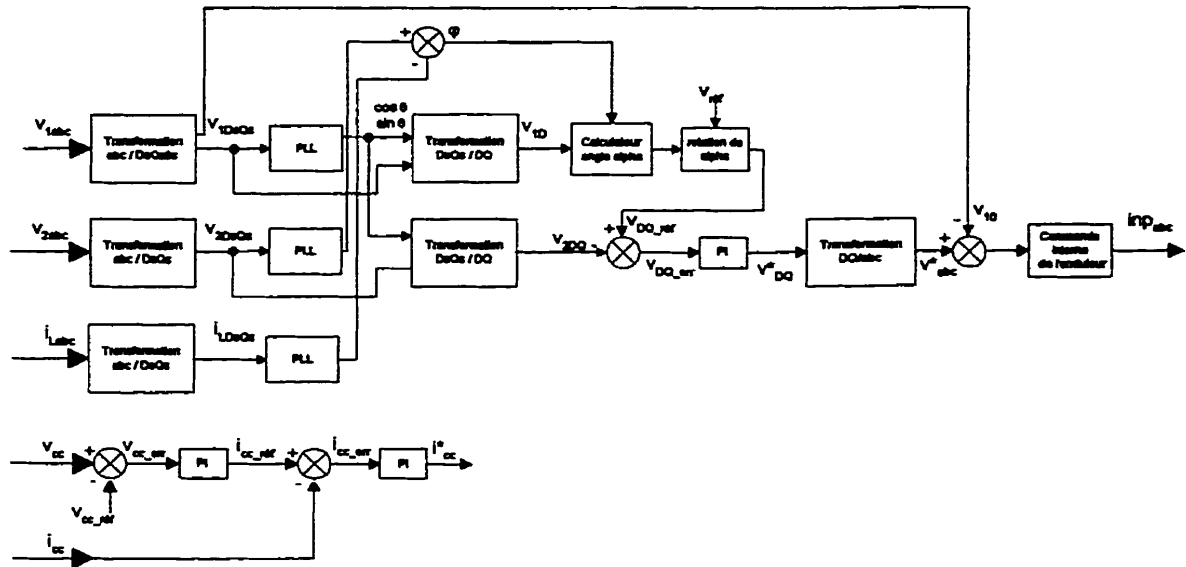


Figure 6-9 Système de commande du C.S.S.

La boucle de commande convertit les tensions mesurées aux points de raccordement,  $v_{1abc}$  et  $v_{2abc}$ , des coordonnées abc aux coordonnées DQ comme vu à la section précédente. On se synchronise sur la tension d'entrée pour calculer le vecteur instantané  $v_1$  dont l'amplitude  $|v_1| = v_{1D}$  contient toutes les informations sur les perturbations du réseau ( voir chapitre 3, section 3.2 ). On cherche à maintenir le module de la tension de sortie du C.S.S. à une valeur de référence fixe soit  $|v_2| = |v_{ref}|$ , peu importe le module de la tension d'entrée qui a une valeur quelconque  $v_{1D}$ . De plus, de façon à faire cette compensation sans utiliser d'énergie réelle, on veut déphaser cette tension de sortie d'un angle  $\alpha$  par rapport à la tension d'entrée. L'angle  $\alpha$  est donné par l'équation 6-16 qui peut être réécrite de la façon suivante;

$$\alpha = \varphi - \arccos\left(\frac{|v_{ref}|}{v_{1D}} \cos \varphi\right) \quad (6-22)$$

On doit donc connaître le facteur de puissance de la charge qui est calculé à l'aide du décalage angulaire mesuré entre la tension de sortie et le courant de charge (voir figure 6-8).

On applique donc une rotation d'un angle  $\alpha$  à la tension de référence pour obtenir la nouvelle tension de référence  $v_{DQ\_ref}$ ,

$$\begin{bmatrix} v_{D\_ref} \\ v_{Q\_ref} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \alpha & -\sin \alpha \\ \sin \alpha & \cos \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_{ref} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6-23)$$

La différence entre la tension de sortie et la tension de référence devient donc l'erreur  $v_{DQ\_err}$ ,

$$\begin{bmatrix} v_{D\_err} \\ v_{Q\_err} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{D\_ref} \\ v_{Q\_ref} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{1D} \\ v_{2Q} \end{bmatrix} \quad (6-24)$$

L'erreur  $v_{DQ\_err}$  est passée à travers un réseau compensateur proportionnel-intégral (PI), qui génère le signal de demande de tension  $v^*_{DQ}$ , pour l'onduleur. Ce signal doit être transformé en coordonnées abc, auxquelles on soustrait la composante homopolaire de la tension d'entrée, avant d'être envoyé à la commande interne de l'onduleur qui se chargera de générer les signaux d'entrée  $inp_{abc}$  pour le générateur d'impulsion (figure 6-2). Ces signaux seront comparés à une onde porteuse triangulaire pour générer les impulsions de gâchette MLI.

De la même façon on veut maintenir la tension  $v_{cc}$  sur le condensateur du côté cc à une valeur de référence. L'erreur  $v_{cc}$  est compensée par un PI qui détermine le courant continu de référence  $i_{cc\_ref}$  qu'il est nécessaire de demander au convertisseur de

l'accumulateur pour maintenir la charge du condensateur. La différence entre ce courant de référence et le courant déjà fourni par le convertisseur est à son tour compensée pour produire la demande nette en courant au convertisseur  $i^*_{cc}$ .

## 6.7. *SIMULATIONS NUMÉRIQUES.*

La présente section présente les résultats de simulations numériques réalisées avec le logiciel EMTP. Ces résultats n'ont pas la prétention de représenter parfaitement la réalité, dans la mesure où la modélisation d'un système complexe est toujours imparfaite et incomplète. Ces simulations ont plutôt pour but d'évaluer sommairement l'efficacité du C.S.S., de déceler ses problèmes d'application et de dresser un portrait de compréhension général de son comportement dynamique en présence de perturbations typiques d'un réseau de distribution.

Les modèles de simulation du C.S.S. ont été fournis par la Cie Westinghouse (DVR) et sont sujets à une entente de non-divulgaration entre le fabricant et Hydro-Québec et par conséquent ne seront pas décrits dans ce mémoire. Ils sont toutefois conformes à la description générale présentée à la section précédente.

### 6.7.1. *Modélisation*

La figure 6-10 présente le diagramme unifilaire du réseau de distribution que nous avons modélisé et utilisé dans les simulations. Comme dans les simulations précédentes, les paramètres des différents composants du réseau sont des valeurs typiques rencontrées à Hydro-Québec. Nous avons donc un client de 4 Mva, alimenté à environ 10 km du poste de distribution par une ligne aérienne en conducteur 477AL. Différentes perturbations

sont provoquées pour étudier le comportement dynamique du C.S.S., dans des conditions réalistes de réseau.

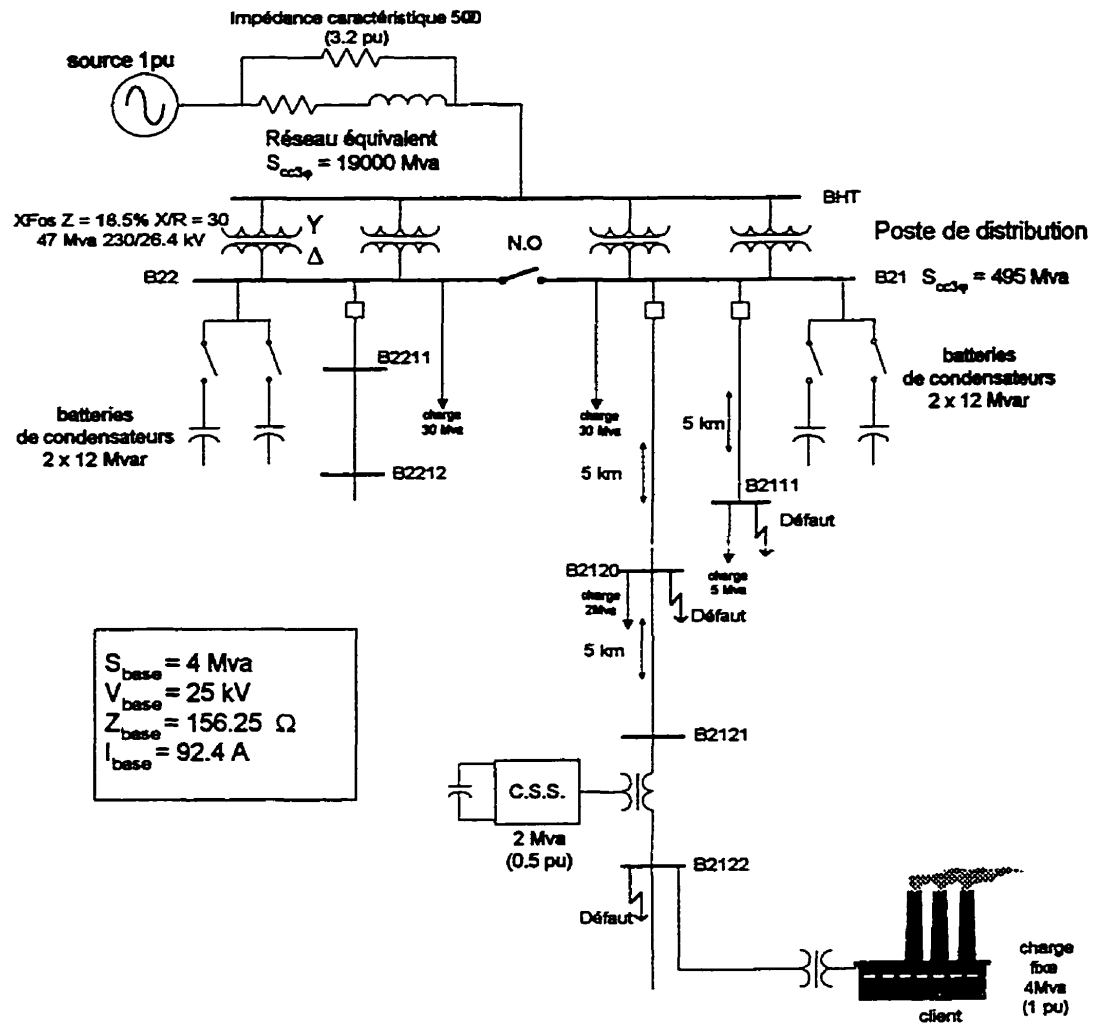


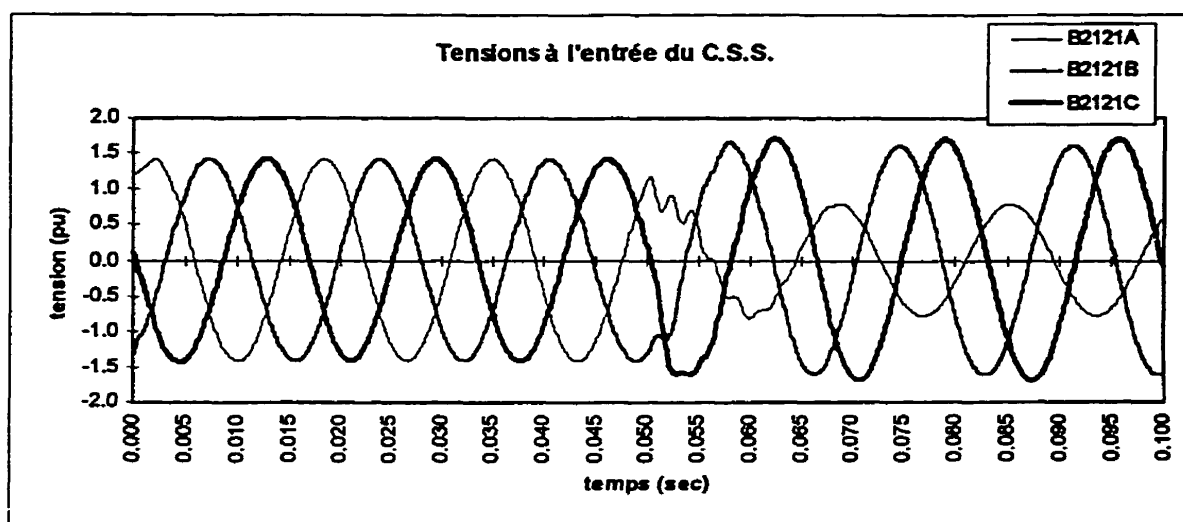
Figure 6-10 schéma unifilaire du réseau simulé pour le DVR.

Tous les paramètres du réseau sont calculés en pu sur la base de la puissance du client, soit 4 Mva dans notre exemple. Le DVR modélisé est une unité partiellement dimensionnée de 0.5 pu, donc 2 Mva, sans source d'énergie (le modèle fourni par Westinghouse ne comprenait pas la source d'énergie active).

Nous avons de plus prévu dans le modèle du réseau la possibilité de simuler des défauts sur une ligne externe alimentée de la même barre de poste (B21) et d'enclencher des batteries de condensateur sur cette même barre. Ceci nous permettra de vérifier l'habilité du C.S.S. à protéger le client contre les perturbations du réseau.

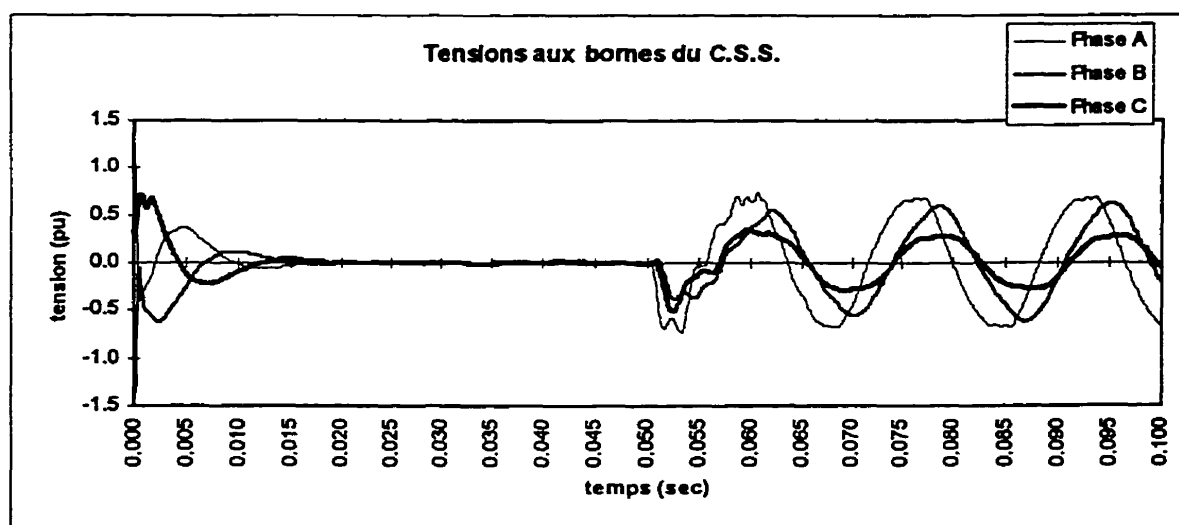
#### **6.7.2. Comportement en présence d'un creux de tension monophasé provenant d'un défaut sur une ligne externe.**

Le premier cas étudié est le comportement du C.S.S. lors de l'événement perturbateur le plus fréquent sur les réseaux de distribution nord-américains, les creux de tension monophasés (80% des creux de tension). Nous simulons ici un défaut phase-terre sur la phase a de la barre B2111, à l'instant  $t = 50$  ms. Ceci provoque, à l'entrée du C.S.S. (Figure 6-11), un creux de tension de 45% sur la phase a et des surtensions de 25% sur les phases b et c. Les oscillations superposées à l'onde du réseau sont dues à un échange d'énergie réactive entre la batterie de condensateurs du poste et l'inductance de la ligne en défaut. La forme d'onde a une allure différente en fonction de l'angle auquel le défaut survient.



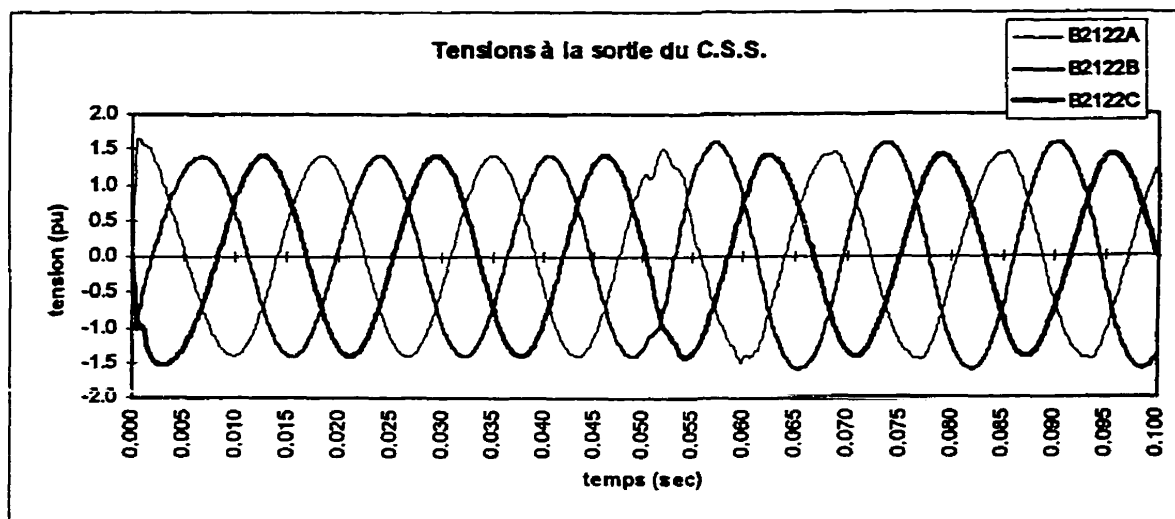
**Figure 6-11 Tensions à l'entrée du C.S.S. lors d'un creux de tension monophasé**

La figure 6-12, illustre les tensions injectées sur les trois phases, pour compenser le creux de tension monophasé. On constate que ces tensions ont une composante de séquence homopolaire (elles sont plus ou moins en phase). Ce qui démontre que le système répond assez bien à la présence d'une telle composante dans la tension d'entrée, comme expliqué à la section 6.5.



**Figure 6-12 Tensions injectées par le C.S.S. lors d'un creux de tension monophasé**

La tension à la sortie du C.S.S. est montrée à la Figure 6-13, où on constate une nette amélioration par rapport à la tension d'entrée (figure 6-11). La qualité de l'alimentation est très acceptable pour tous les types de charges du client.



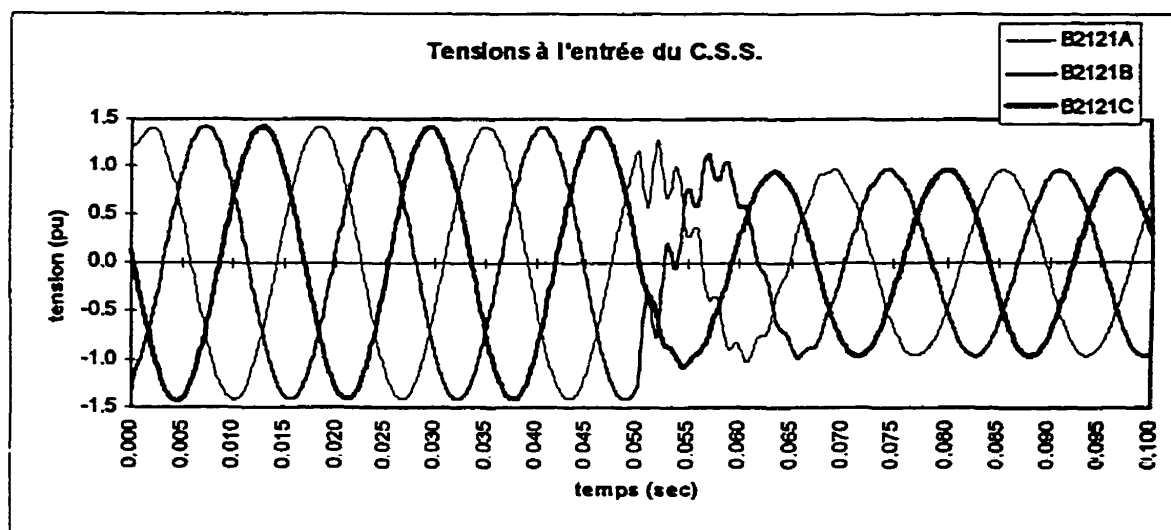
**Figure 6-13 Tensions de sortie du C.S.S. lors d'un creux de tension monophasé**

### **6.7.3. Comportement en présence d'un creux de tension triphasé provenant d'un défaut sur une ligne externe.**

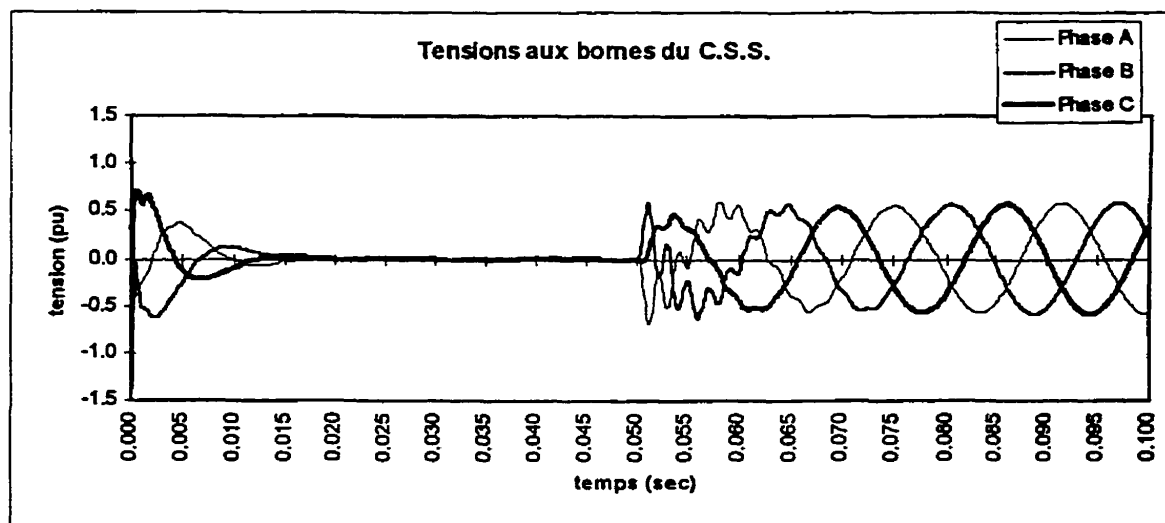
Le deuxième cas simulé est celui d'un défaut triphasé sur la barre B2111, qui provoque un creux de tension triphasé de plus de 30% sur toutes les autres lignes alimentées de la barre B21 du poste de distribution, dont la ligne normale alimentant notre client. La simulation dure 100 ms et la perturbation se produit à l'instant  $t = 50$  ms.

Les figures 6-14, 6-15 et 6-16 montrent respectivement les tensions de phases à l'entrée du C.S.S., les tensions injectées et les tensions à la sortie de ce dernier. On peut constater

que le système réagit très rapidement au creux de tension et répond même, dans une certaine mesure, à l'oscillation du réseau. La qualité de la tension de sortie est, encore une fois, nettement améliorée.

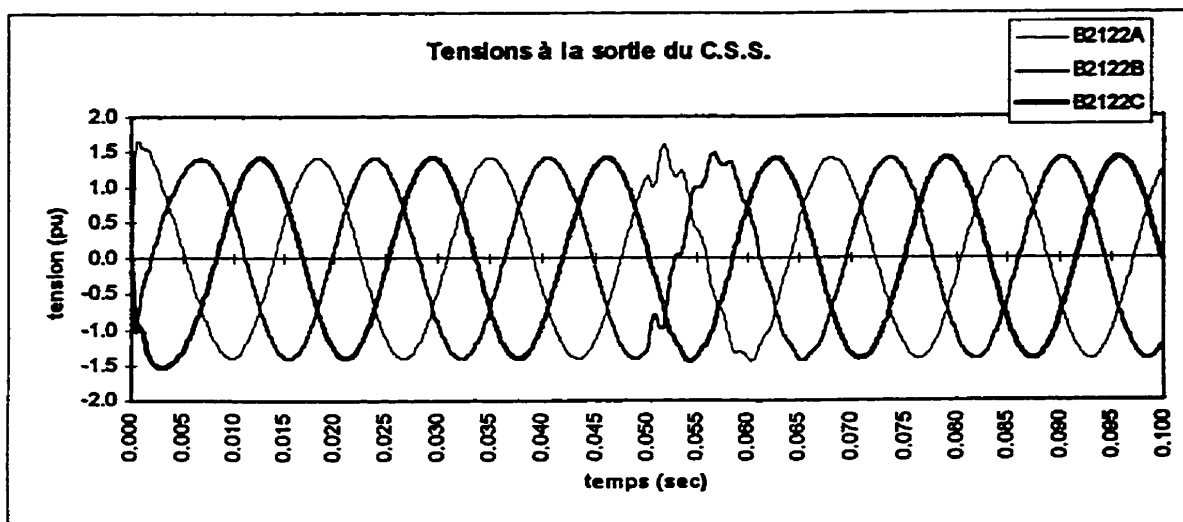


**Figure 6-14 tensions d'entrée du C.S.S. lors d'un creux de tension triphasé**



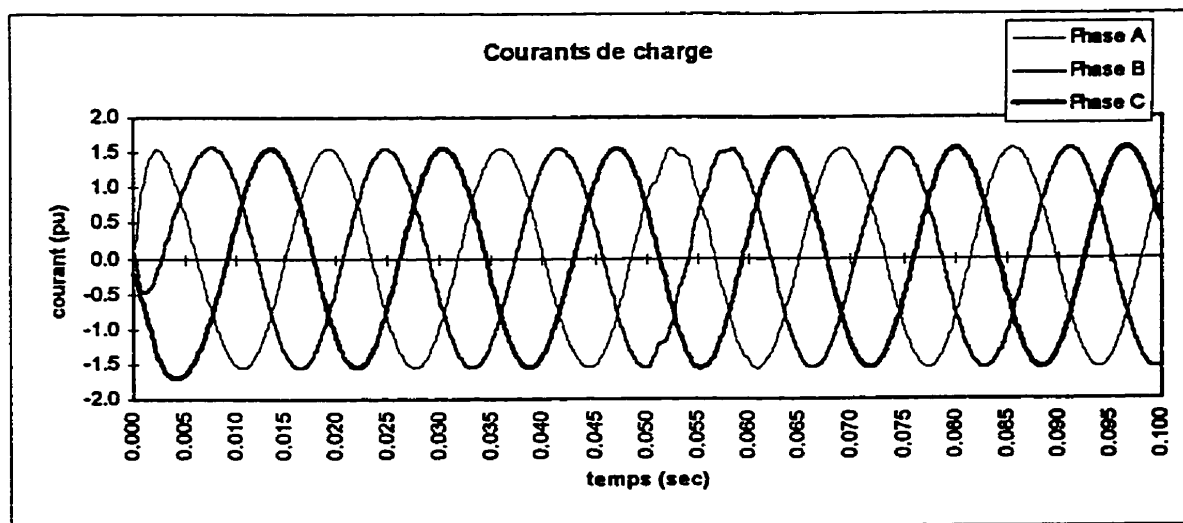
**Figure 6-15 Tensions injectées par le C.S.S. lors d'un creux de tension triphasé.**





**Figure 6-16 Tensions à la sortie du C.S.S. lors d'un creux de tension triphasé.**

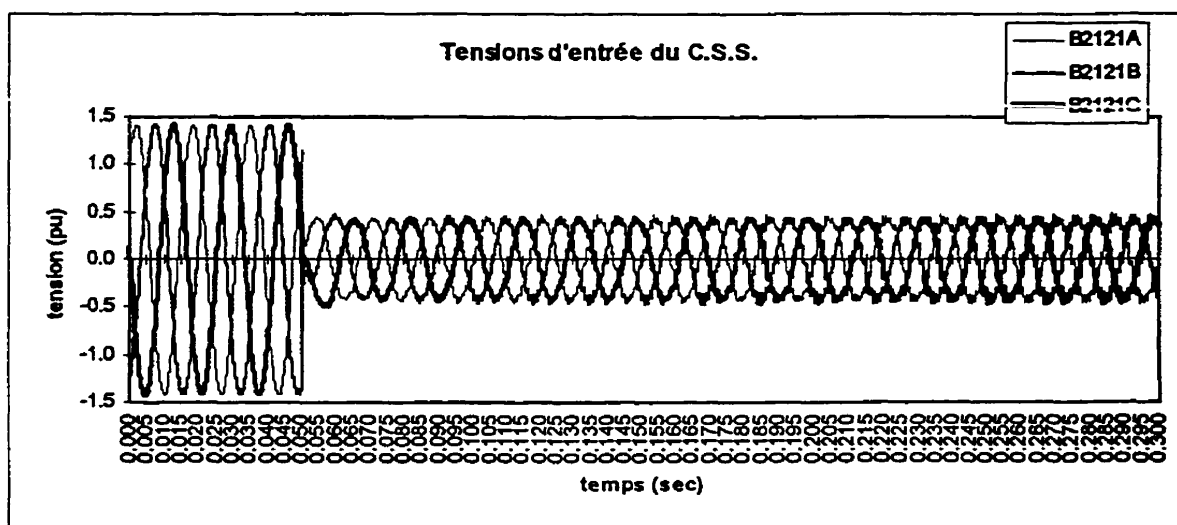
La Figure 6-17 illustre la réaction du courant de charge face aux petites fluctuations de tension à la sortie du C.S.S. On constate que la partie inductive de la charge tend à lisser le courant. Donc du point de vue de la charge, la perturbation est passée presque inaperçue.



**Figure 6-17 Courants de charge du C.S.S. lors d'un creux de tension triphasé**

#### 6.7.4. Comportement en présence d'un creux de tension triphasé plus sévère que la capacité du C.S.S.

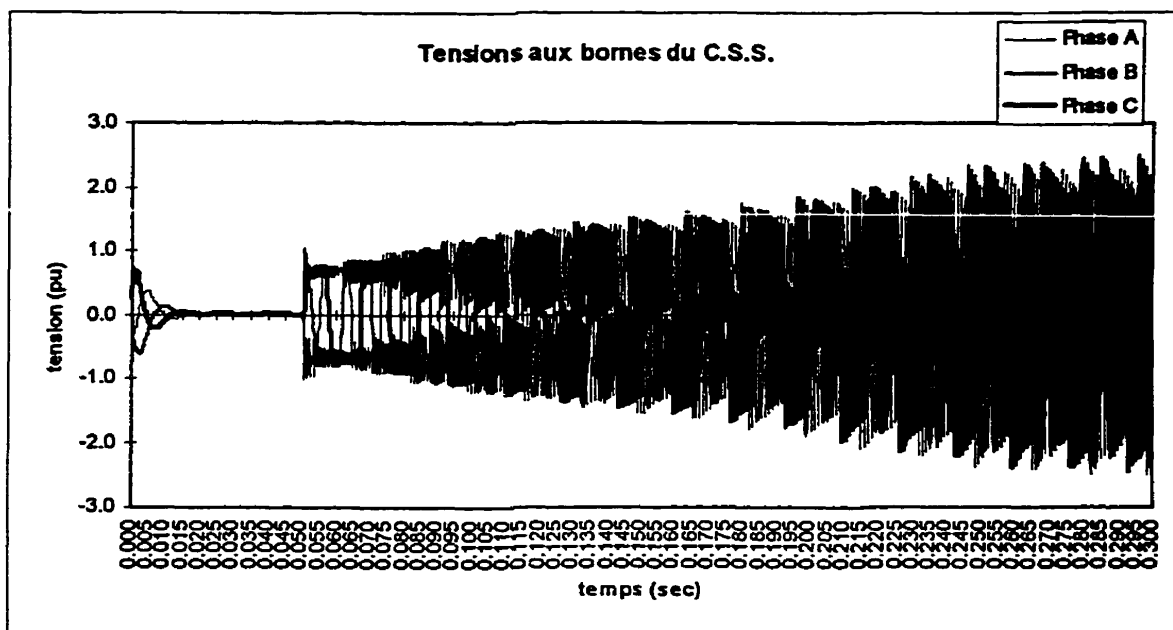
Simulons maintenant le cas d'un creux de tension très sévère de plus de 70% (figure 6-18) dû à un défaut triphasé sur la ligne alimentant le C.S.S. Évidemment ce défaut résultera en une interruption brève lorsque la protection d'artère opérera. Ceci se produit de 150 à 200 ms plus tard, le temps nécessaire à la détection du défaut et à l'opération du disjoncteur en ligne ou du disjoncteur du poste. Nous avons rallongé la simulation jusqu'à 0,3 seconde pour observer la stabilité du C.S.S.



**Figure 6-18 Tension à l'entrée du C.S.S. lors d'un creux de tension sévère**

Selon les dires du manufacturier, dans le cas où le creux de tension dépasse la capacité de correction du C.S.S. (0.5 pu), le système devrait compenser partiellement le creux de tension comme expliqué à la section 6.4. Dans le cas simulé, le C.S.S. devrait injecter 0.5 pu pour ramener la tension à environ 0.8 pu. Les figures 6-19 et 6-20 montrent respectivement les tensions injectées et de sortie du C.S.S. On constate que le système compense bien partiellement dans les proportions prévues mais il semble se produire une

saturation. Le niveau de saturation est fonction de la tension du circuit cc et du ratio du transformateur de couplage. Ceux-ci ont été réglés de façon à pouvoir compenser les creux de tension de 0,5 pu pour une charge de 4 Mva. Le circuit de commande pourrait être amélioré de façon à ce qu'il génère une tension sans distorsion en limitant son amplitude. En plus de cette saturation, la commande devient instable après un court moment. Cette oscillation est inacceptable et peut probablement être corrigée en réglant les gains des PID du logiciel de commande.



**Figure 6-19 Tensions injectées par le C.S.S. lors d'un creux de tension sévère**

La tension de sortie pour sa part (Figure 6-20) est déformée mais peut convenir à la charge pour une période de temps très courte. Le courant de sortie (Figure 6-21) est filtré par l'inductance de la charge.

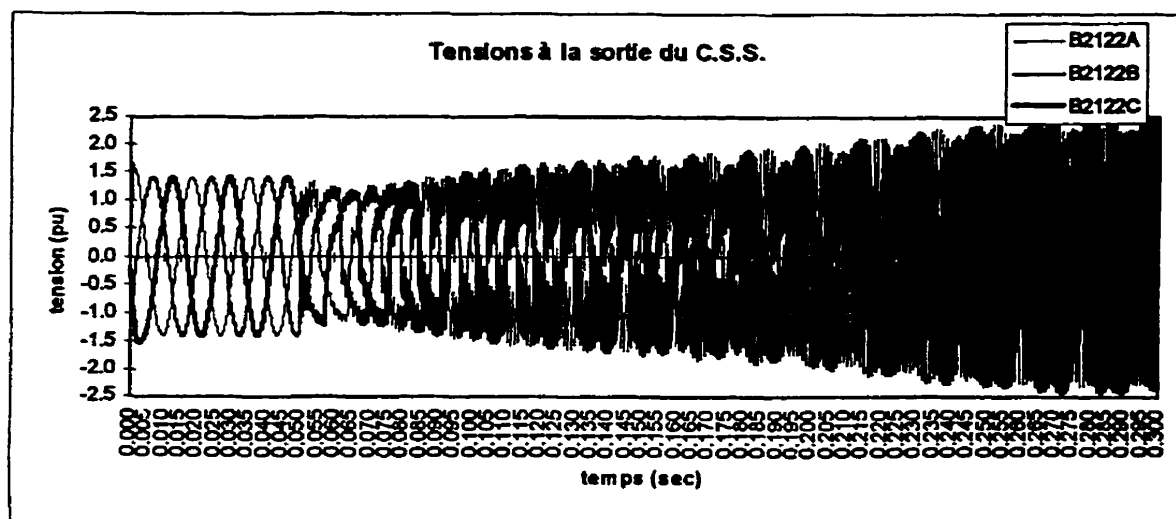


Figure 6-20 Tensions de sortie du C.S.S. lors d'un creux de tension sévère

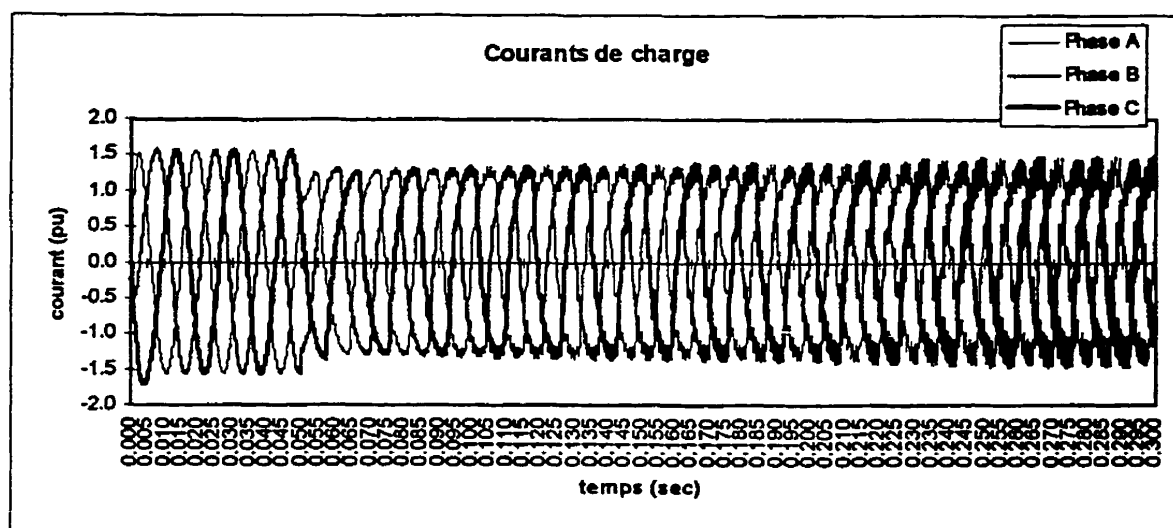


Figure 6-21 Courants de sortie du C.S.S. lors d'un creux de tension sévère.

### 6.7.5. Comportement en présence d'une surtension transitoire de manoeuvre sur la ligne normale.

Les surtensions transitoires créées par l'enclenchement de la batterie de condensateurs au poste peuvent affecter certains types d'entraînements à vitesse variable. La prochaine simulation a pour but d'étudier le comportement du C.S.S. lors d'un tel événement.. Les tensions d'entrée, les tensions injectées ainsi que les tensions de sortie sont montrées aux figures 6-22 à 6-24 respectivement. On constate que le C.S.S. réussi à injecter une forme d'onde qui a pour effet de diminuer considérablement l'oscillation du côté client. La surtension (première crête) se trouve réduite de 1.7 pu à 1.4 pu ce qui n'est pas négligeable. La capacité du C.S.S. à réduire ce type de perturbation dépend évidemment de la fréquence d'oscillation de l'événement par rapport à la fréquence de commutation de l'onduleur.

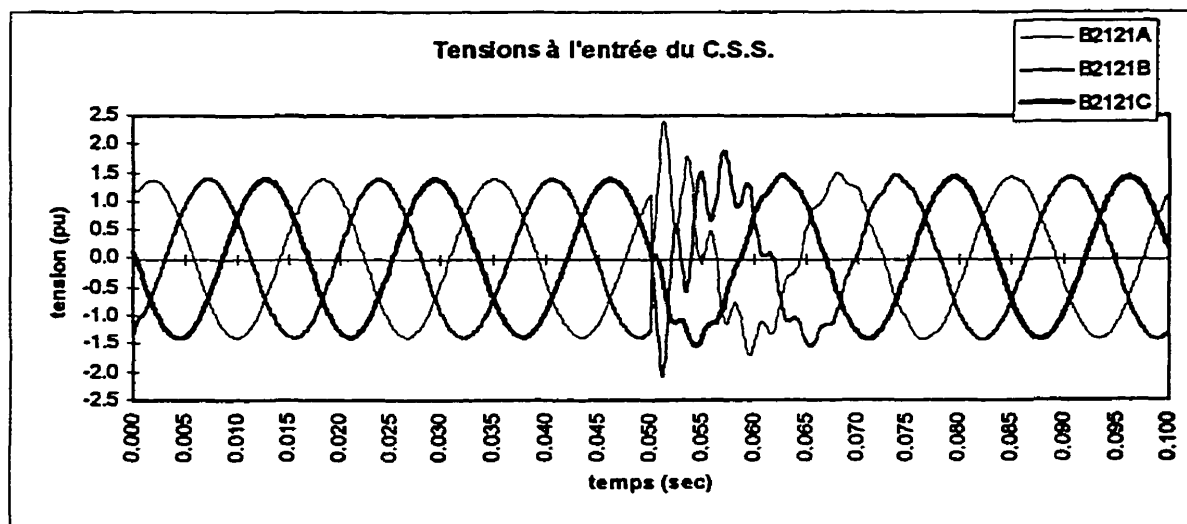
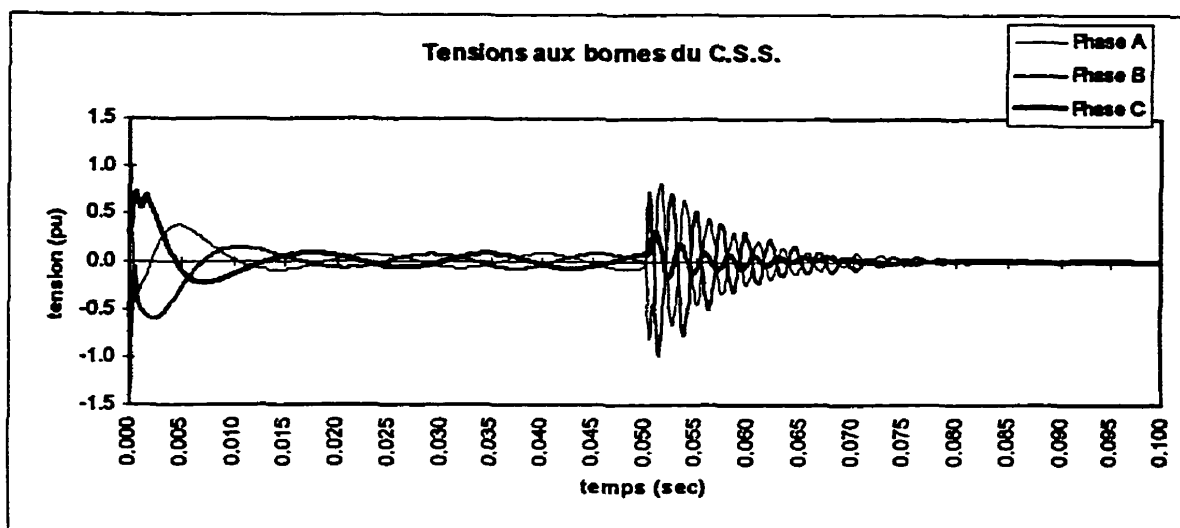
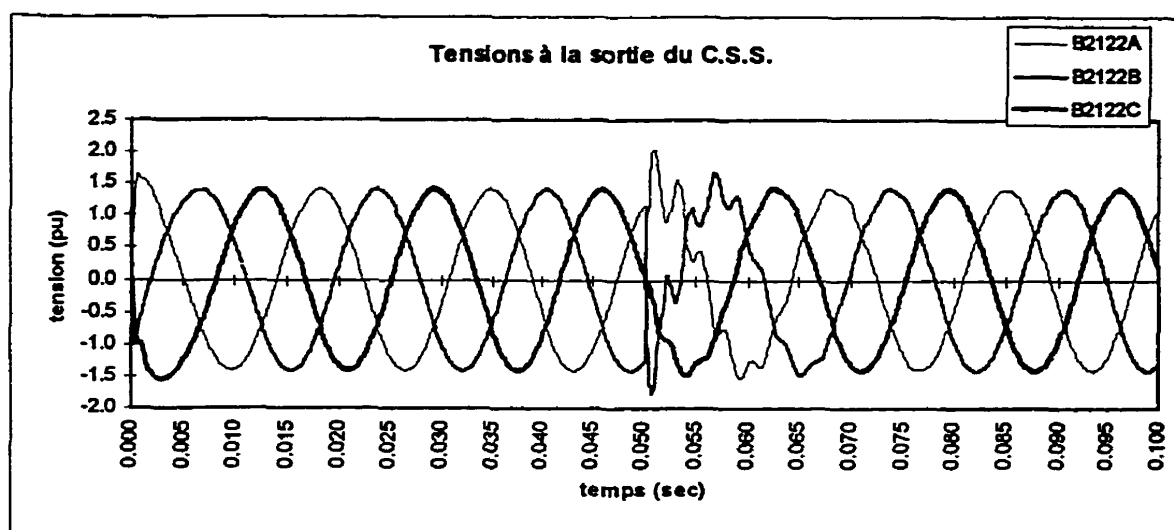


Figure 6-22. Tensions à l'entrée du C.S.S. lors d'une surtension de manoeuvre



**Figure 6-23. Tensions injectées par le C.S.S. lors d'une surtensions de manoeuvre.**



**Figure 6-24 Tensions à la sortie du C.S.S. lors d'une surtension de manoeuvre.**

#### **6.7.6. Comportement en présence d'un creux de tension triphasé provenant d'un défaut du côté charge du C.S.S.**

Selon les spécifications des manufacturiers, une des particularités intéressantes du C.S.S. est sa capacité d'injecter une tension en retard de 90 degré sur celle du réseau, de façon à limiter le courant lors d'un court-circuit. Cette fonctionnalité n'étant pas prévue dans le modèle de westinghouse, nous n'avons pas pu la tester. Nos simulation montre plutôt le C.S.S. essayant de compenser le creux de tension et atteint évidemment la saturation et l'instabilité très rapidement. Ces résultats n'étant pas concluants, nous avons choisi de ne pas les inclure par souci d'alléger le document.

#### **6.7.7. Comportement en présence d'harmoniques de tension provenant du réseau.**

Le modèle EMTP fourni par la Cie Westinghouse ne contient pas la fonctionnalité de correction ou d'annulation des harmoniques de tension (mode filtre actif série). Nous n'avons donc pas pu tester cette fonctionnalité.

## 6.8 CONCLUSION.

Les résultats des simulations présentés à la section précédente peuvent être résumés au tableau suivant.

**Tableau 6-1. Résumé des résultats de simulation du C.S.S.**

<b>Perturbations</b>	<b>Efficacité</b>
Creux de tension monophasés provenant du réseau	très efficace pour des creux ne dépassant pas la capacité du C.S.S.
Creux de tension triphasée provenant du réseau	très efficace pour des creux ne dépassant pas la capacité du C.S.S.
Creux de tensions sévères et coupures brèves	compense partiellement mais le système sature et devient instable.
Surtensions temporaires	très efficace pour les surtensions ne dépassant pas la spécification
Surtensions de manoeuvre	réduit l'amplitude de la première crête si pas trop rapide.
Harmoniques de tensions et court-circuit coté charge	le modèle utilisé ne possède pas ces fonctionnalités

À la lumière de ces résultats on peut conclure que le compensateur statique de type série remplit bien son rôle de protéger la charge contre certaines perturbations du réseau. Il est surtout efficace en ce qui concerne les creux de tensions de faible amplitude qui constituent la majorité des événements sur un réseau de distribution typique. Pour les creux de tension plus sévères, nos simulations indiquent des problèmes de saturation et d'instabilité, qui peuvent probablement se régler en ajustant la commande.

Toutefois notre évaluation de l'efficacité du C.S.S., a été réalisée à partir d'un modèle simplifié et incomplet de la commande d'un tel système. À partir de ce modèle simplifié, il nous fut possible de voir où étaient les problèmes potentiels d'application des C.S.S. Toutefois ces simulations ne sont pas suffisantes pour valider la technologie et les problèmes de performance (section 6.7.4) que nous avons notés sont peut-être déjà réglés dans les systèmes disponibles sur le marché.



La prochaine étape serait donc de tester les différents systèmes disponibles sur le marché à l'aide d'un simulateur en temps réel, comme celui disponible à l'IREQ. Il s'agit alors d'interfacer le système de commande réel d'un C.S.S. avec la représentation à échelle réduite du réseau et de simuler son comportement dynamique en provoquant des perturbations, un peu comme on l'a fait ici, en temps différé, à l'aide d'EMTP. Le fait de tester directement le système de commande réel ne laisse plus de doute sur les résultats. Un autre avantage des essais en temps réel est la possibilité de réaliser des centaines d'essais à répétition dans un temps très court, étant donné que chaque simulation dure moins de 100 ms. Des essais statistiques sont donc facilement réalisables en temps réel en variant les paramètres pour obtenir ainsi des résultats statistiques sur la performance et la fiabilité du système réel.

Ultimo, une phase d'expérimentation en réseau chez un client réel subissant des pertes de production serait indiquée, pour vérifier le comportement et la fiabilité du C.S.S. dans un environnement réel. Ceci permettrait également de valider la compatibilité électromagnétique entre cette alimentation électrique de qualité supérieure et les charges sensibles d'un ou de plusieurs clients.

Finalement, une avenue de recherche intéressante pour les manufacturiers pourrait être d'intégrer la compensation de la composante homopolaire dans la stratégie de commande, plutôt que de la traiter comme ici de façon externe comme expliqué à la section 6.5. Ceci impliquerait la généralisation du formalisme mathématique (chapitre 3) de deux à trois dimensions, de façon à inclure l'axe homopolaire, et le développement d'une stratégie de commande capable d'injecter des tensions de séquence homopolaire.

### 6.8.1. Amélioration apportée aux performance du réseau

En ce qui concerne les creux de tension et en supposant que le système fonctionne comme spécifié par le manufacturier, l'amélioration apportée à la performance du réseau peut se résumer en reprenant le tableau 1-5 et en enlevant les événements corrigés par le C.S.S ou en déplaçant les événements corrigés partiellement. On construit donc le tableau 6-2, pour un système typique, partiellement dimensionné de 0.5 pu avec accumulateur d'énergie capable de fournir la puissance nominale pendant 250 ms. Un exemple d'un tel système typique serait un C.S.S. de 2 Mva, protégeant une charge de 4 Mva avec un accumulateur de 0.5 MJ. La construction du tableau 6-2 tient compte des courbes de temps maximal de maintien de la section 6.4.2, et des autres informations présentées dans ce chapitre.

**Tableau 6-2. Performance moyenne du réseau de distribution avec l'aide d'un C.S.S. typique**

Ampl/durée	8-20ms	20-50ms	50-100ms	100-500ms	500ms-1s	1-3s	3-20s	20-60s	pannes
10%<20%	1.8	0.7	0.5	0.9	0.2	0	0	0	-
20%<30%	0.5	0.2	0.1	0.1	0.1	0	0	0	-
30%<40%	0.4	0.15	0.1	0.15	0.03	0.03	0	0.1	-
40%<50%	0.4	0.15	0.1	0.2	0.2	0.2	0	0	-
50%<60%	0.2	0.1	0.5	0.02	0	0.1	0	0	-
60%<70%	0	0	0	0	0	0.3	0	0	-
70%<80%	0	0	0	0	0	0.1	0	0	-
80%<90%	0	0	0	0	0	0	0	0	-
90%<100%	0	0	0	0	0	1.9	3.6	0.7	4

En comptant le nombre d'événements dans les cases ombragées, on constate qu'en moyenne on n'a plus que 13 événements susceptibles de perturber les équipements des clients, dont environ 2.9 creux de tension, 6.2 interruptions brèves et 4 pannes. Par rapport aux 43 événements du tableau 1-5, on a donc éliminé 70% des perturbations. Un tableau semblables pourrait être construit pour la performance du réseau haute tension.

## **7. LE COMPENSATEUR STATIQUE DE TYPE PARALLÈLE (STATCON).**

### **7.1. FONCTION.**

La fonction première du compensateur statique de type parallèle (C.S.P.) ou STATCON est de protéger le réseau de distribution contre les effets d'une charge perturbatrice (charge fluctuante, non-linéaire). Il peut aussi protéger cette charge contre les perturbations du réseau, lorsqu'il est équipé d'un accumulateur d'énergie.

### **7.2. DESCRIPTION GÉNÉRALE.**

Le premier C.S.P., le DSTATCON, a été développé par Westinghouse <sup>14</sup> dans le cadre du programme d'EPRI Custom Power for advanced distribution. Il consiste en un convertisseur statique de puissance CC-AC (Onduleur autonome source tension). Les manufacturiers ABB et Siemens développent présentement des STATCONs qui seront disponibles bientôt sur le marché. Dans sa forme de base (figure 7-1), il s'agit plus précisément d'une source tension alternative et synchrone connectée en parallèle sur la ligne de distribution à travers un lien inductif (transformateur). Il peut échanger de la puissance réactive et réelle avec le réseau, jusqu'à concurrence de sa puissance nominale (Mva), en variant l'amplitude et la phase de la source tension par rapport à la tension du réseau. Le résultat est un écoulement contrôlé de courant à travers le lien inductif. Ceci permet de supporter la tension du réseau et de corriger le facteur de puissance au point de raccordement en temps réel instantané. Son principe de fonctionnement rappelle celui d'un compensateur synchrone (synchronous condenser) d'où son nom, static condenser

ou statcon (le D est pour distribution). Il fait aussi partie de la famille (plus générale) des compensateurs statiques avancés.

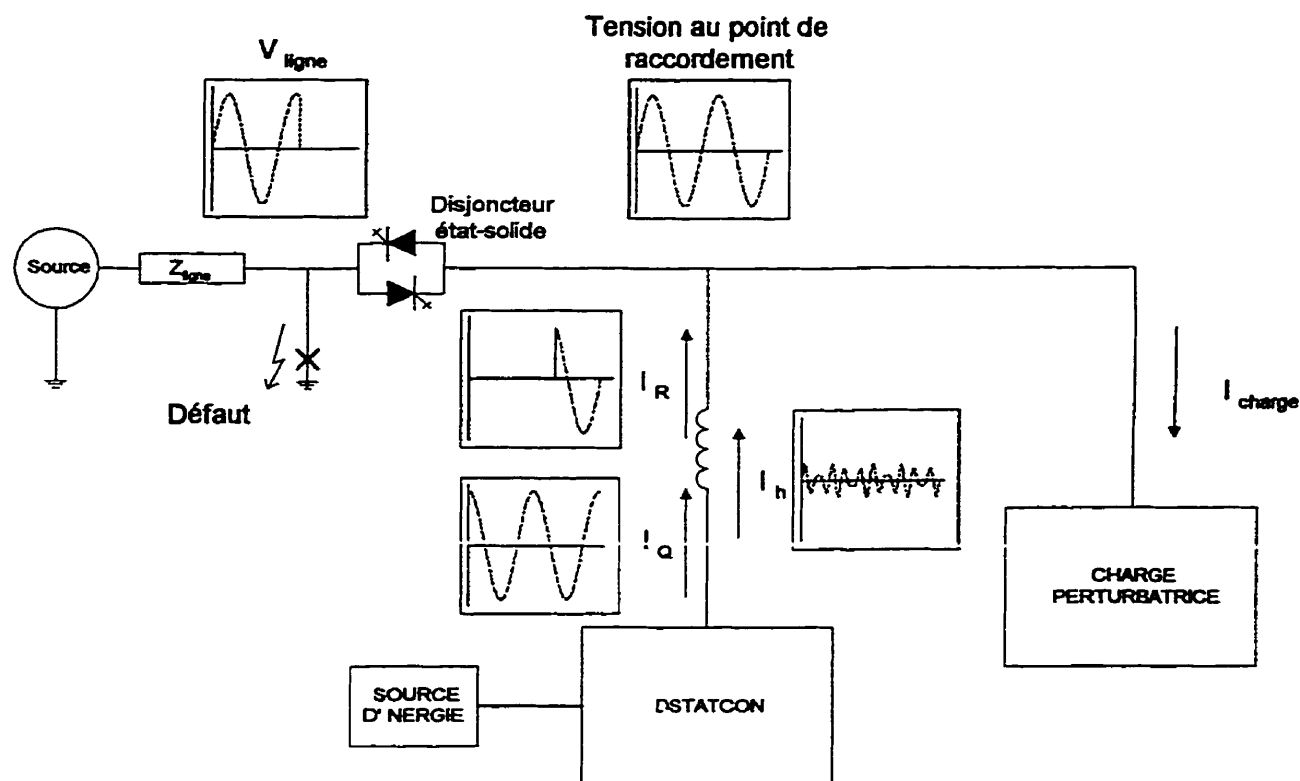


Figure 7-1 Schéma de description générale

Le raccordement au réseau de distribution se fait à l'aide d'un transformateur de distribution normal permettant ainsi d'utiliser cette technologie à tous les niveaux de tension utilisés en distribution.

Cette technologie peut aussi être utilisée pour réduire la distorsion harmonique sur le réseau. Puisque l'onduleur utilise la modulation en largeur d'impulsion (MLI) à haute fréquence pour générer la tension nécessaire, il lui est possible de générer une forme d'onde complexe pour annuler les courants harmoniques présents sur le réseau. Le système agit donc ici comme un filtre actif parallèle. En surveillant continuellement la forme d'onde de tension du réseau et en la comparant à une forme d'onde de référence,

il génère toujours la quantité requise de compensation harmonique. Cette dernière technique peut être utilisée également pour éliminer certaines surtensions transitoires, dans la mesure où la fréquence de commutation le permet.

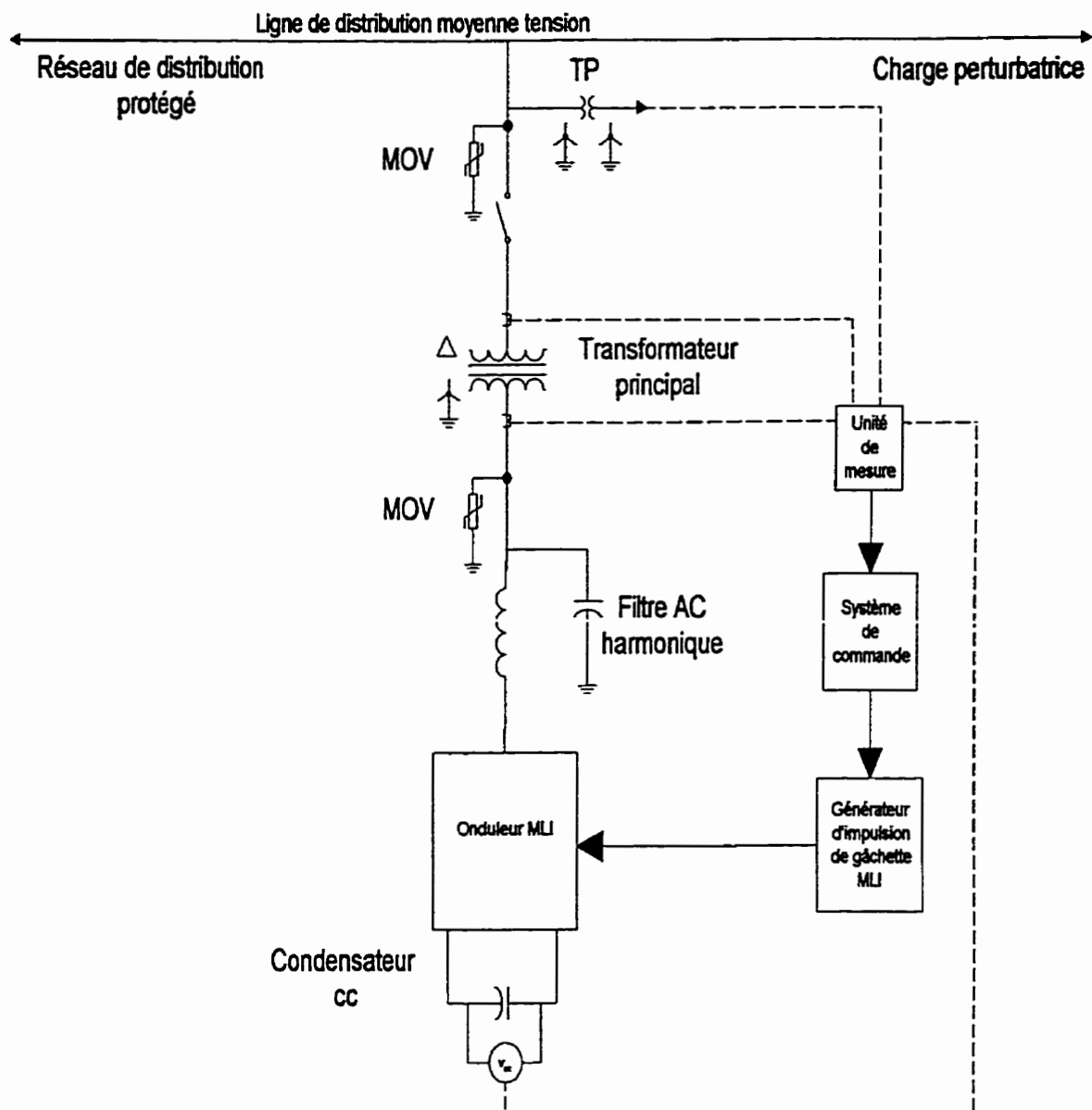
Lorsque couplé avec un disjoncteur à état solide (disjoncteur statique) installé, du côté source du compensateur, et à un accumulateur d'énergie, le STATCON peut être utilisé pour fournir la pleine tension à la charge lorsque la tension du réseau disparaît (opération du disjoncteur de départ d'artère par exemple). Lorsque cela se produit, le disjoncteur à état solide isole le compensateur et la charge du réseau d'alimentation et le STATCON alimente alors lui-même la charge à partir de l'énergie stockée dans l'accumulateur. La grandeur de la charge qui peut être supportée est déterminée par la capacité nominale de l'onduleur (Mva) et la durée pendant laquelle la charge peut être soutenue dépend quant à elle de la quantité d'énergie emmagasinée. Lorsque l'unité de stockage d'énergie utilisée est une bobine supraconductrice alors le STATCON fonctionne exactement comme un micro-SMES vendu par la Cie américaine Superconductivity inc <sup>17</sup>. La figure 7-2 présente le diagramme typique de raccordement d'un STATCON.

Les coûts actuels d'un tel système, basé sur ceux de la Cie Westinghouse, sont présentés au tableau 7-1.

**Tableau 7-1. Coûts et dimensions**

	sans accumulateur d'énergie	avec accumulateur d'énergie
Coût de l'équipement (\$/kVA)	150	210
Dimension	1-10 Mva (module de 2 Mva) 5-34.5 kV	1-10 Mva (module de 2 Mva) 5-34.5 kV
Coût de l'accumulateur (\$/kJ)	-	400

Aujourd'hui le coût de ces systèmes est relativement élevé. Ce coût est dominé par celui de l'équipement de conversion de puissance (électronique de puissance). Toutefois des améliorations dans la technologie et une réduction de coût due au volume de production et à la compétition (ABB) sont attendues dans les 10 prochaines années ce qui contribuera à améliorer le coût total de ces systèmes. Certains auteurs <sup>18</sup> prévoient une réduction à 25% du coût actuel grâce à un développement agressif du marché et de la technologie. Les coûts d'exploitation pourraient également être diminués par une meilleure conception. Selon <sup>18</sup>, les distributeurs d'électricité aux États-Unis ont identifié un marché pour la technologie des micro-SMES par exemple et toute utilisation de cette technologie, même au prix d'aujourd'hui, aidera à une éventuelle réduction des coûts.



**Figure 7-2 Diagramme typique de raccordement d'un Statcon**

### 7.3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT.

La possibilité de générer ou absorber de la puissance réactive à l'aide de convertisseur statique de puissance, est reconnue depuis longtemps<sup>15</sup>. Ces convertisseurs n'utilisent pas de condensateurs ou d'inductances pour produire la puissance réactive. Ils fonctionnent comme des sources tension ou courant alternatives et produisent la puissance réactive essentiellement en faisant circuler de l'énergie entre les phases du réseau.

Le C.S.P. peut être schématisé comme l'ensemble de 3 inductances série (inductance de fuite du transformateur de couplage), d'un onduleur à 6 impulsions réalisé à l'aide d'un pont à 6 interrupteurs commandés (en ouverture et en fermeture) et d'un condensateur comme le montre la figure 2.  $G$  et  $B_c$  représentent respectivement la conductance et la susceptance du condensateur connectés du côté c.c. de l'onduleur. Cette analyse peut être généralisée pour les onduleurs à plus de 6 impulsions.

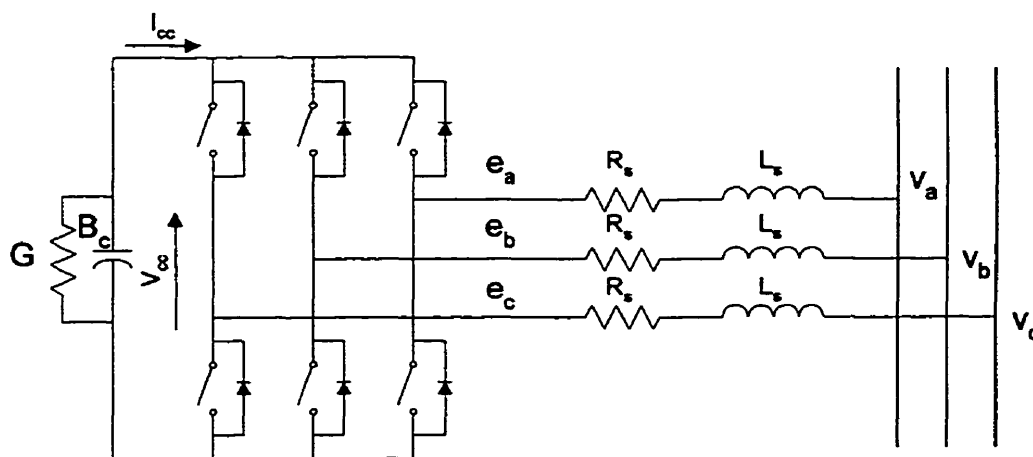
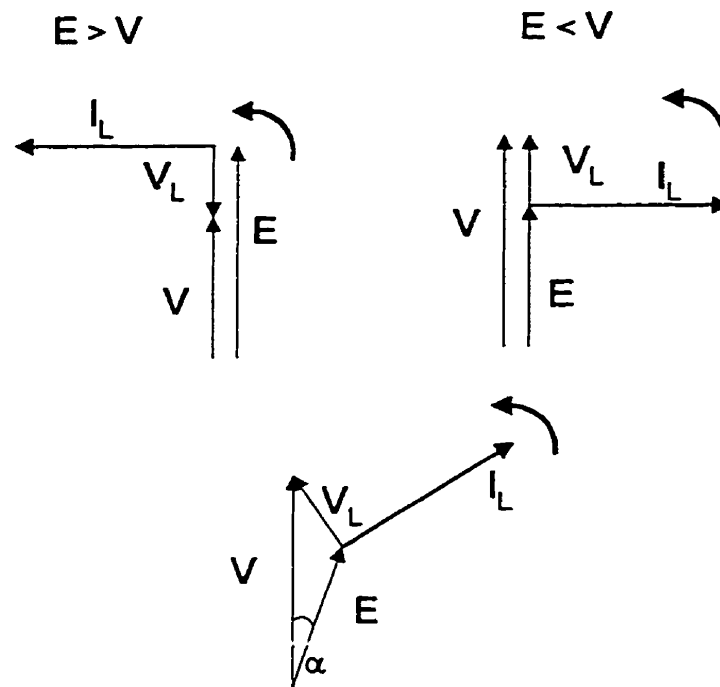


Figure 7-3 Diagramme électrique d'un C.S.P.

Le principe de ce dispositif<sup>19, 20</sup> est de maintenir le condensateur chargé en tension continue et de générer avec le pont à partir de cette énergie une tension  $E$  en phase avec celle du réseau  $V$ . La différence  $V_L$ , entre ces vecteurs tension se reporte aux bornes des



inductances (on néglige ici les pertes cuivres) et y provoque la circulation d'un courant réactif  $I_L$ . On peut voir à la figure 7-4 que lorsque la tension de l'onduleur est plus grande que la tension du réseau, un courant réactif en avance sur la tension du réseau est tiré du réseau et l'équipement apparaît comme un condensateur. Lorsque la tension de l'onduleur est plus petite que la tension du réseau, un courant réactif en retard sur la tension du réseau est tiré du réseau et le STATCON apparaît maintenant comme une inductance. On peut également déphaser d'un angle  $\alpha$  la tension de l'onduleur par rapport à la tension du réseau. De ce fait, dans le repère de Fresnel,  $V_L$  et  $V$  ne sont plus colinéaires,  $I_L$  n'est plus orthogonal à  $V$ , la puissance active, produit scalaire de  $V$  et  $I_L$ , n'est plus nulle. En pratique, le compensateur soutire toujours un peu de puissance active du réseau pour compenser les pertes du convertisseur ainsi que pour charger le condensateur du côté CC et maintenir sa tension  $v_{cc}$ .



**Figure 7-4 Représentation vectorielle de l'opération du C.S.P. dans le repère de Fresnel**

Les puissances réelle et réactive produites par le convertisseur sont données par les équations suivantes <sup>20</sup>;

$$P = \frac{3V \cdot E \sin \alpha}{L_s \omega} \quad (7-1)$$

$$Q = \frac{3V \cdot (E \cos \alpha - V)}{L_s \omega} \quad (7-2)$$

## 7.4. MODÈLE MATHÉMATIQUE.

### 7.4.1. Circuit équivalent et équations.

Reprenons maintenant le circuit équivalent de la figure 7-3.

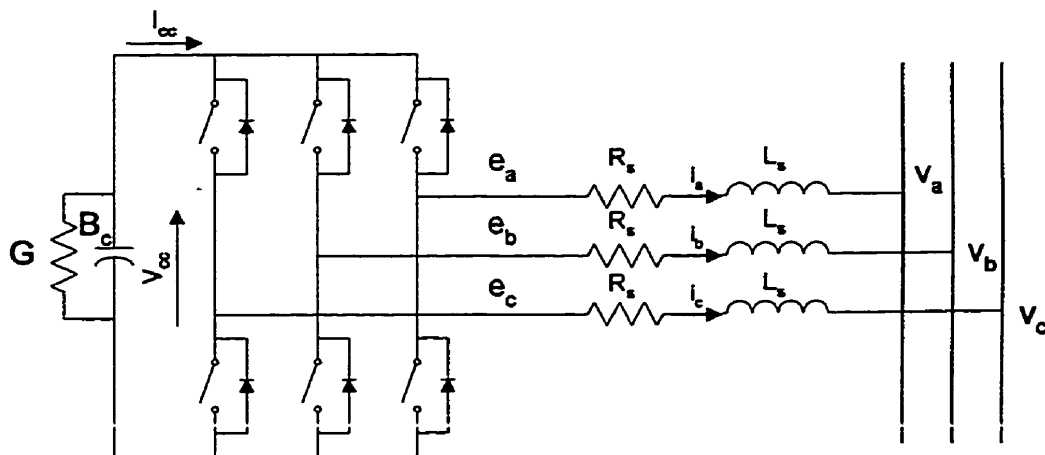


Figure 7-5 Circuit électrique équivalent du C.S.P.

On peut se représenter mathématiquement ce circuit avec les équations différentielles suivantes .

$$\begin{aligned} e_a - v_a &= R_s i_a + L_s \frac{di_a}{dt} \\ e_b - v_b &= R_s i_b + L_s \frac{di_b}{dt} \\ e_c - v_c &= R_s i_c + L_s \frac{di_c}{dt} \end{aligned} \quad (7-3)$$

Ici les variables  $e_{abc}$ ,  $v_{abc}$  et  $i_{abc}$  sont des valeurs instantanées et devraient se lire  $e_a(t)$ ,  $v_a(t)$  ....etc. Sous forme matricielle ces équations s'écrivent:

$$\begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L_s \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (7-3-a)$$

En multipliant les deux membres de (7-3-a) par la matrice  $[c_1]$  présentée au chapitre 4, on a:

$$[c_1] \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} - [c_1] \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = R_s [c_1] \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L_s \frac{d}{dt} \left\{ [c_1] \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \right\} - L_s \left\{ \frac{d}{dt} [c_1] \right\} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (7-4)$$

On peut montrer que:

$$\frac{d}{dt} [c_1] = -\frac{2}{3} \left( \frac{d}{dt} \theta \right) \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Où  $\frac{d}{dt} \theta = \omega$  si l'on néglige les harmoniques.

La transformation des variables de phases dans le référentiel synchrone est définie par:

$$\begin{bmatrix} i_D \\ i_Q \\ 0 \end{bmatrix} = [c_1] \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} e_D \\ e_Q \\ 0 \end{bmatrix} = [c_1] \cdot \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} |v| \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = [c_1] \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}$$

De plus, il est facile de voir que:

$$\left\{ \frac{2}{3} \omega \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \right\} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -i_Q \\ i_D \\ 0 \end{bmatrix}$$

En insérant ces définitions dans (7-4) on obtient:

$$\begin{bmatrix} e_D \\ e_Q \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} |v| \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_D \\ i_Q \\ 0 \end{bmatrix} + L_s \frac{d}{dt} \left\{ \begin{bmatrix} i_D \\ i_Q \\ 0 \end{bmatrix} \right\} + L_s \omega \begin{bmatrix} -i_Q \\ i_D \\ 0 \end{bmatrix} \quad (7-5)$$

Les équations différentielles qui décrivent le circuit du côté AC s'écrivent donc:

$$L_s \frac{d}{dt} i_D - \omega L_s i_Q + R_s i_D = e_D - |v| \quad (7-6)$$

$$L_s \frac{d}{dt} i_Q + \omega L_s i_D + R_s i_Q = e_Q \quad (7-7)$$

D'autre part, si l'on néglige les harmoniques produites par l'onduleur, on peut écrire la paire d'équations suivante:

$$e_D = k v_\infty \cos \alpha \quad (7-8)$$

$$e_Q = k v_\infty \sin \alpha \quad (7-9)$$

Où  $k$  est un facteur caractéristique de l'onduleur qui relie la tension du côté CC à l'amplitude de la tension phase-neutre du côté CA. De plus  $\alpha$  est l'angle par lequel le vecteur tension instantané de l'onduleur,  $\vec{e}$ , devance le vecteur tension instantané du réseau,  $\vec{v}$ .

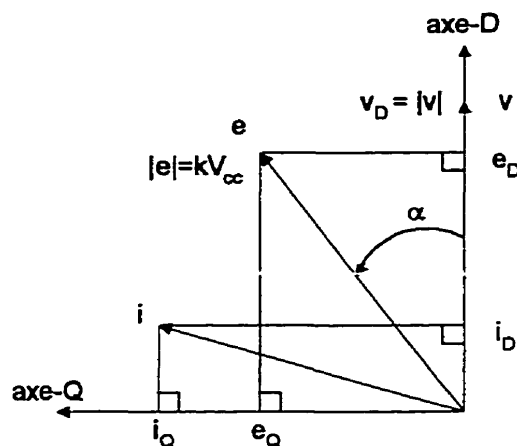
On a vu plus haut qu'en régime permanent équilibré, les coordonnées des vecteurs courant et tension dans le référentiel synchrone sont des quantités constantes. Cette propriété est utile pour l'analyse et la commande découplée des deux composantes du courant. En effet dans ces conditions ( $\frac{d}{dt} = 0$ ) et si on néglige les pertes du transformateur de couplage ( $R_s = 0$ ), les équations (7-6) et (7-7) peuvent s'écrire;

$$-\omega L_s i_Q = e_D - |v| \quad (7-10)$$

$$\omega L_s i_D = e_Q \quad (7-11)$$

On voit alors que le courant réactif  $i_Q$  est contrôlé par la tension  $e_D$  de l'onduleur et le courant actif  $i_D$  par la tension  $e_Q$ . On a ainsi une commande découplée sur les courants de sortie de l'onduleur en jouant sur les paramètres  $k$  et  $\alpha$  de l'onduleur.

La figure 7-6 illustre les quantités vectorielles du côté CA dans le référentiel synchrone. Lorsque  $i_Q$  est positif, le STATCON tire des VARS inductifs du réseau et vice-versa.



**Figure 7-6. Représentation vectorielle des quantités du côté CA du STATCON dans le référentiel synchrone**

On peut ajouter les équations suivantes <sup>8, 21</sup> pour mieux décrire le fonctionnement du système du côté cc.

$$\frac{B_c}{\omega} \frac{d}{dt} v_\infty + G v_\infty = -i_\infty \quad (7-12)$$

Les puissances instantanées des cotés cc et ca de l'onduleur étant égales;

$$v_\infty i_\infty = \frac{3}{2} (e_D i_D + e_Q i_Q) \quad (7-13)$$

On a donc;

$$i_{\alpha} = \frac{3}{2} k(i_D \cos \alpha + i_Q \sin \alpha) \quad (7-14)$$

### 7.5. SYSTÈME DE COMMANDE DU STATCON.

De façon générale <sup>22, 23</sup>, le système de commande est constitué de deux boucles comme montré sur le diagramme fonctionnel de la figure 7-7. La boucle externe détermine la quantité de courant que le STATCON doit injecter. La boucle interne commande l'onduleur de façon à ce que celui-ci injecte les courants calculés par la boucle externe.

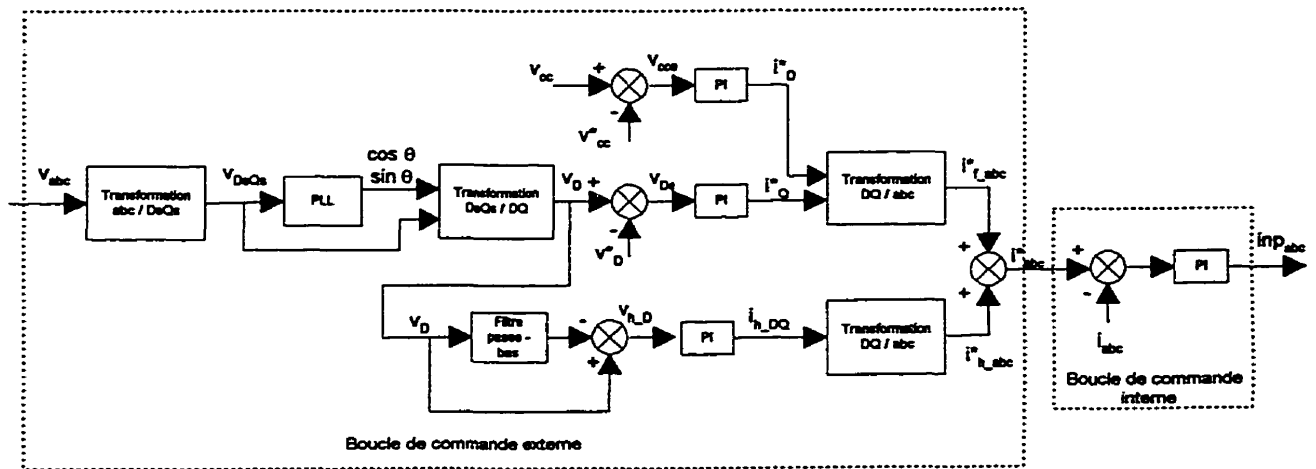


Figure 7-7 Diagramme fonctionnel du système de commande du STATCON

La boucle de commande externe convertit les tensions mesurées  $v_{abc}$  au point de raccordement des coordonnées abc aux coordonnées DQ comme vu à la section précédente. On calcule en fait le vecteur instantané  $v_D$  dont, comme expliqué à l'annexe 1, l'amplitude contient toutes les informations sur les perturbations du réseau (creux de tension, déséquilibre, harmonique etc.). On cherche à maintenir l'amplitude de ce vecteur

dans des spécifications données, par exemple égale à la tension de référence  $v_D^*$ . L'erreur  $v_{De}$  est passée à travers un réseau compensateur proportionnel-intégral (PI), qui génère la quantité de courant réactif instantané,  $i_Q^*$ , requise. De la même façon on veut maintenir la tension  $v_{cc}$  sur le condensateur du côté cc à une valeur de référence. L'erreur  $v_{cce}$  est compensée par un PI qui détermine la quantité de courant réel instantané,  $i_D^*$ , nécessaire pour maintenir la charge du condensateur. Les courants  $i_Q^*$  et  $i_D^*$  ainsi calculés sont transformés en coordonnées abc pour déterminer la quantité de courant fondamental à être injectée.

La boucle de commande externe calcule aussi la quantité de courant harmonique à injecter sur le réseau pour annuler les courants harmoniques déjà présents. Pour ce faire, le vecteur tension instantané  $v_D$  est passé à travers un filtre passe-bas pour en soustraire la partie fondamentale. On obtient ainsi la partie harmonique du vecteur instantané qu'on transforme alors en courants harmoniques de référence  $i_{h\_abc}^*$ .

Les courants de référence totaux à être injectés sont fournis en entrée à la boucle de commande interne. L'erreur entre cette référence et ce qui est déjà injecté est compensée par un PI qui génère les signaux d'entrée  $inp_{abc}$  pour le générateur d'impulsion (figure 7-1). Ces signaux seront comparés à une onde porteuse triangulaire pour générer les impulsions de gâchette MLI.



### 7.6. *SIMULATIONS NUMÉRIQUES.*

La présente section présente les résultats de simulations numériques réalisées avec le logiciel EMTP. Ces résultats n'ont pas la prétention de représenter parfaitement la réalité, dans la mesure où la modélisation d'un système complexe est toujours imparfaite et incomplète. Ces simulations ont plutôt pour but d'évaluer sommairement l'efficacité du C.S.P., de déceler ses problèmes d'application et de dresser un portrait de compréhension général de son comportement dynamique en présence de perturbations typiques d'un réseau de distribution.

Les modèles de simulation du compensateur ont été fournis par la Cie Westinghouse et sont sujets à un contrat de non divulgation entre le fabricant et Hydro-Québec et par conséquent ne seront pas décrits dans ce mémoire. Ils sont toutefois conformes à la description générale présentée à la section précédente.

La figure 7-8 présente le diagramme unifilaire du réseau de distribution que nous avons modélisé et utilisé dans les simulations. Les paramètres des différents composants du réseau sont des valeurs typiques rencontrées à Hydro-Québec. Ensuite, différentes perturbations seront provoquées pour étudier le comportement dynamique d'un compensateur parallèle de 4 Mva, dans des conditions réalistes de réseau. Ce compensateur a été dimensionné pour protéger le réseau contre la charge fluctuante de 4 Mva maximum d'un client de 5 Mva de charge fixe (barre de charge B2122), situé à plus de 25 km d'un poste de distribution. Étant donné que le compensateur ne peut injecter plus de puissance réactive que ce que sa puissance nominale le permet, nous avons placé une batterie de condensateurs fixe de 2 Mvar chez le client pour compenser le facteur de puissance en régime permanent et ainsi libérer le compensateur pour qu'il puisse faire face à la demande fluctuante. Ceci évite de surdimensionner le compensateur

et réduit alors considérablement les coûts (les condensateurs fixes sont beaucoup moins chers que les Statcons en \$/kVAR).

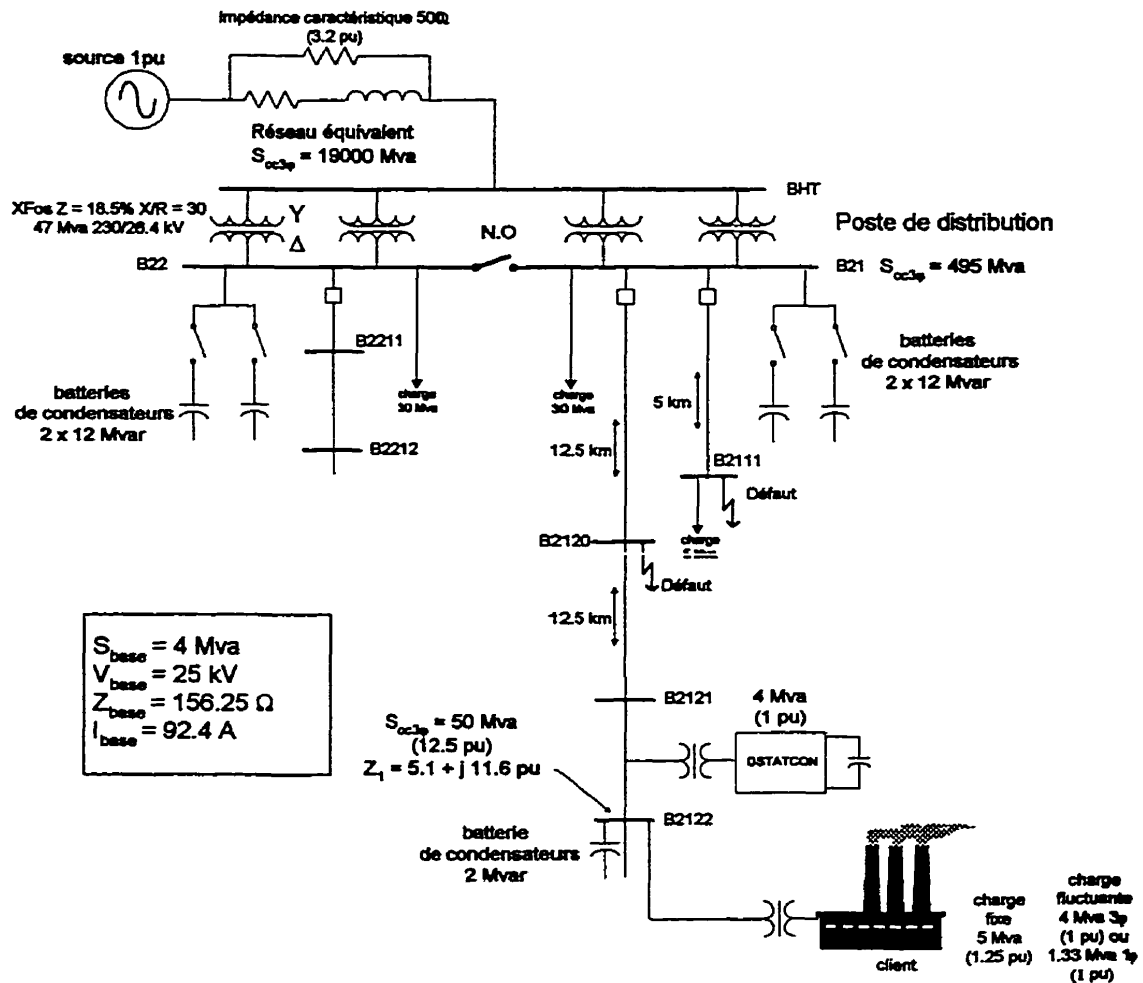


Figure 7-8 schéma unifilaire du réseau simulé pour le compensateur parallèle.

Tous les paramètres du réseau sont calculés en p.u. sur la base de puissance du compensateur, soit 4 Mva dans notre exemple. Nous avons de plus prévu dans le modèle du réseau la possibilité de simuler des défauts sur une ligne externe alimentée de la même barre de poste (B21) et d'enclencher des batteries de condensateur sur cette même barre. Ceci nous permettra de vérifier l'habilité du compensateur à protéger le client contre les perturbations du réseau.

### 7.6.1. Comportement en présence d'une fluctuation de tension attribuable à un appel de charge triphasé (papillotement).

Le premier cas simulé est celui où un appel de puissance réactive triphasée provoque une chute de tension sur le réseau moyenne tension, comme c'est le cas lors de démarrage de moteurs à induction importants sur un réseau à faible niveau de court-circuit. La chute de tension peut s'approximer à l'aide de la formule bien connue suivante;

$$\frac{\Delta V}{|V_r|}(\%) = \frac{|V_s| - |V_r|}{|V_r|} \cdot 100 \approx \frac{R \cdot P + X_L \cdot Q}{3 \cdot |V_r|^2} \cdot 100 \quad (7-15)$$

Où

$V_s$  tension à la source  
 $V_r$  tension à la charge  
 $R+jX_L$  impédance de la ligne  
 $P+jQ$  puissance de la charge

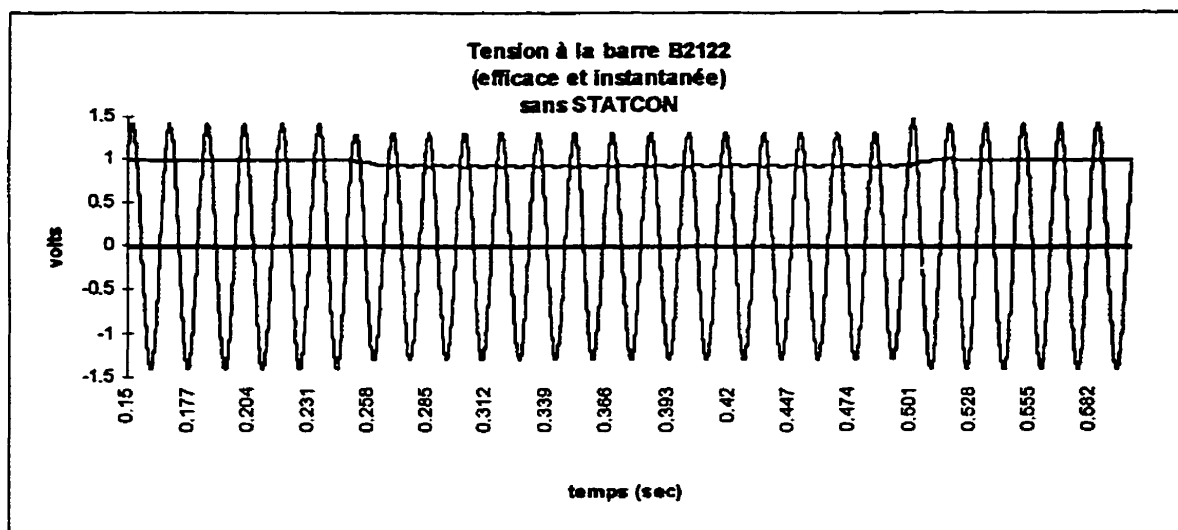
Ces fluctuations de la charge peuvent être fréquentes et répétitives et causer ainsi du papillotement

Nous avons modélisé ici très sommairement le cas d'un moteur de 600 hp demandant une puissance apparente de 4 Mva ( 1pu 3φ ) au démarrage avec un facteur de puissance de 50%. Cette charge, représentée par l'impédance à rotor bloqué du moteur, est donc subitement enclenchée sur la barre B2122, 250 ms après le début de la simulation pour être déclenchée 250 ms plus tard. Connaissant l'impédance du réseau à cette barre nous estimons la chute de tension à l'aide de la formule 7-15 à 7.2%.

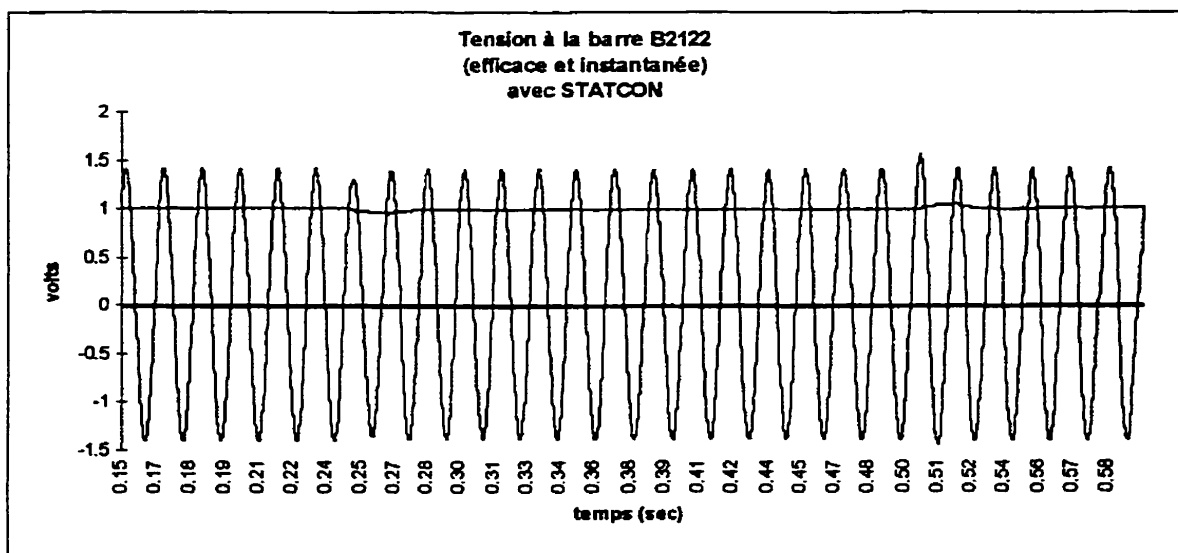
Les figures 7-9 et 7-11 montrent l'effet sur la tension de la barre B2122, qui subit effectivement une chute de tension de l'ordre de 7%. Seule la phase a est représentée

étant donné que la perturbation est équilibrée et que les résultats sont semblables sur les trois phases. La tension instantanée est montrée ainsi que la valeur efficace calculée sur une fenêtre glissante d'une période de largeur. Cette fenêtre glisse dans le temps d'un pas d'intégration à la fois donnant une valeur pour chaque pas de calcul représentant ainsi la valeur efficace de la dernière période précédant l'instant de la simulation.

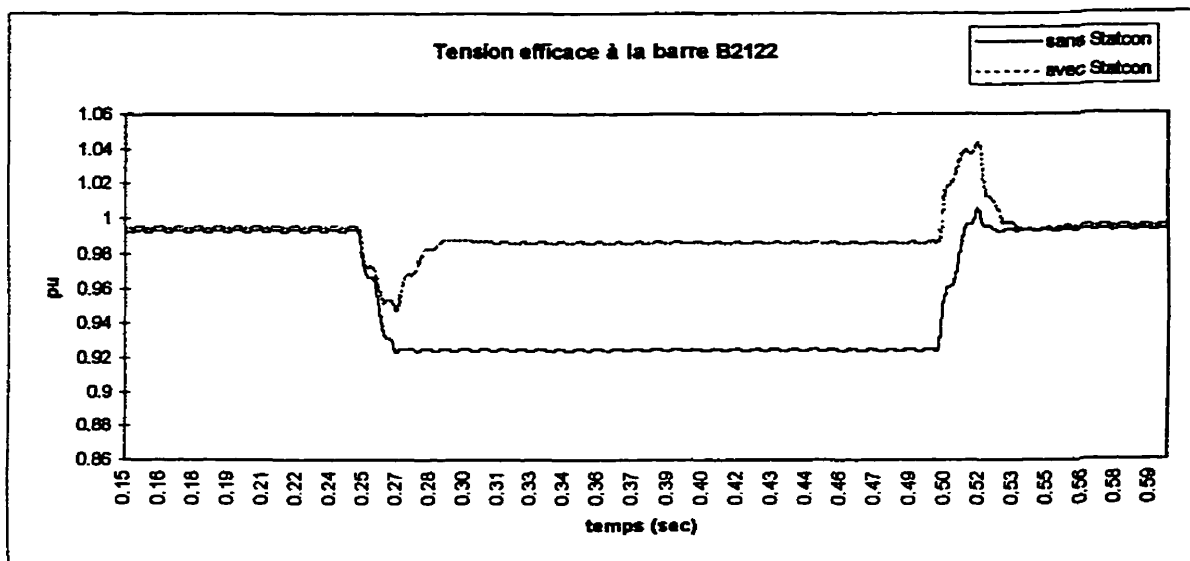
Les figures 7-10 et 7-11 montrent ensuite la même tension avec le support du compensateur. On constate que la chute de tension est ramenée à moins de 1% à l'intérieur d'une période et atteint un maximum de 4%. Ce délai, quoique très court, est attribuable au temps de réponse non nul du système de commande du compensateur, qui pourrait être réduit en augmentant le gain en boucle ouverte du système. Toutefois l'accroissement de ce gain finit par déstabiliser l'asservissement. C'est le dilemme rapidité-stabilité commun à tous les asservissements. Quoi qu'il en soit, il est bien connu qu'une perturbation dont la durée ne dépasse pas un cycle ne cause généralement pas de problèmes même aux charges sensibles. Par exemple, on considère généralement que les fluctuations de tension de durée inférieure à 2 périodes ne causent pas de papillotement sur les lampes incandescentes étant donné le temps de réponse intrinsèque en luminosité de ces lampes.



**Figure 7-9 Tension non-compensée par le STATCON lors d'un appel de charge triphasée**



**Figure 7-10 Tension compensée par le STATCON lors d'un appel de charge triphasée**



**Figure 7-11 Tensions efficaces avec et sans STATCON**

On remarque également que lors de la mise hors tension soudaine de notre charge à faible facteur de puissance (ce qui n'est pas le cas lors de démarrage de moteur) la tension du réseau subit une légère surtension de 4% d'une durée d'une période, ce qui est encore une fois attribuable au temps de réponse non-nul du système.

La figure 7-12 illustre le courant de sortie de l'onduleur qui est injecté dans le réseau, superposé à la tension phase-terre au point de connexion.

On constate qu'avant la perturbation le courant injecté est en retard sur la tension, donc inductif (On doit inverser la forme d'onde du courant pour adopter la convention récepteur, car la variable E.M.T.P. est définie en convention générateur). Ceci est dû au fait que la charge en aval du STATCON est surcompensée par les condensateurs de correction de facteur de puissance de 2Mvar. Le compensateur détecte ce facteur de puissance en avance et compense en appelant un courant réactif pour ramener le facteur de puissance le plus près possible de l'unité de façon à réduire les pertes.

Dès que la perturbation est détectée, on voit le système réagir en injectant rapidement un courant capacitif (en avance sur la tension) d'amplitude suffisante ( 0.9 pu) pour réduire la chute de tension inductive dans le réseau. Ce courant a une légère composante active pour maintenir le condensateur c.c. chargé en permanence.

La figure 7-13 illustre l'évolution du facteur de puissance de la charge vu du point de raccordement du compensateur. On voit qu'avant la perturbation le facteur de puissance est maintenu près de l'unité alors qu'il serait de l'ordre de 99% (en avance) sans compensation. Durant la perturbation le facteur de puissance est maintenu autour de 99% alors qu'il serait de l'ordre de 94% sans compensation.

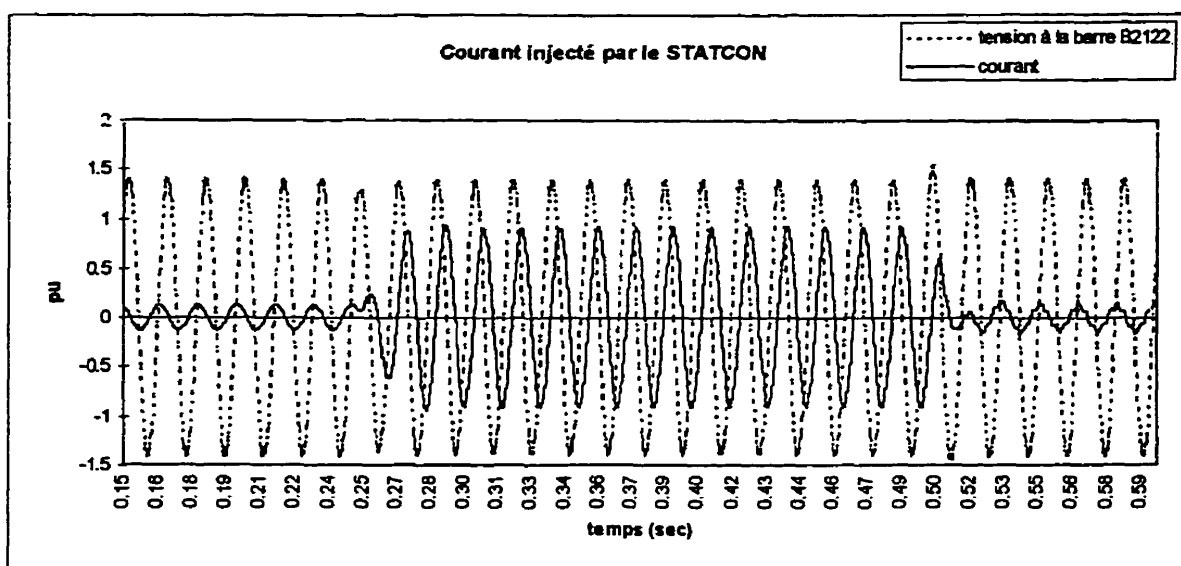
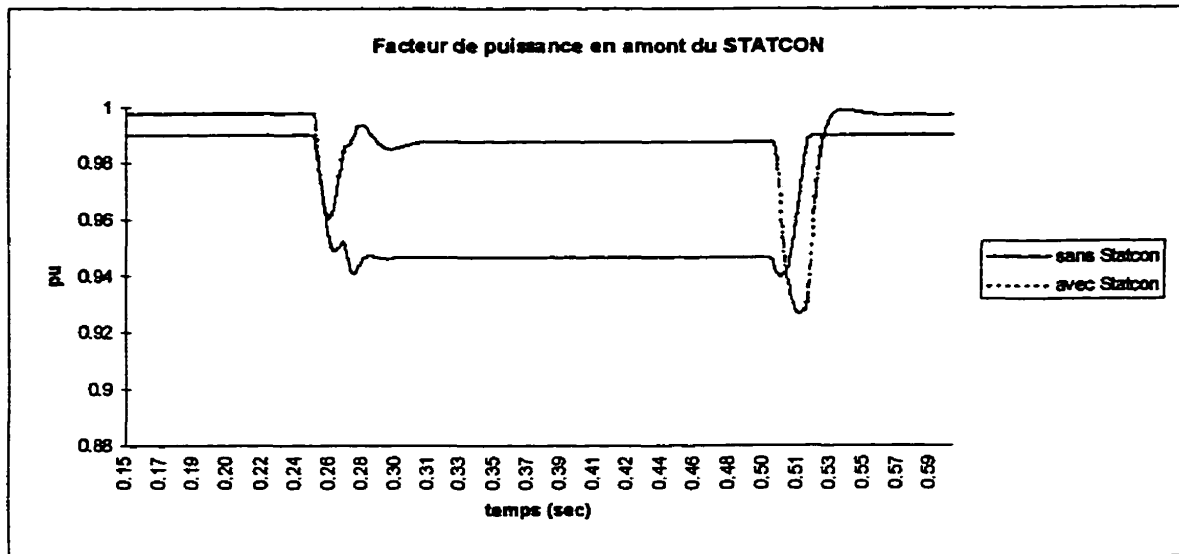


Figure 7-12 Courant injecté par le STATCON lors d'un appel de charge triphasé

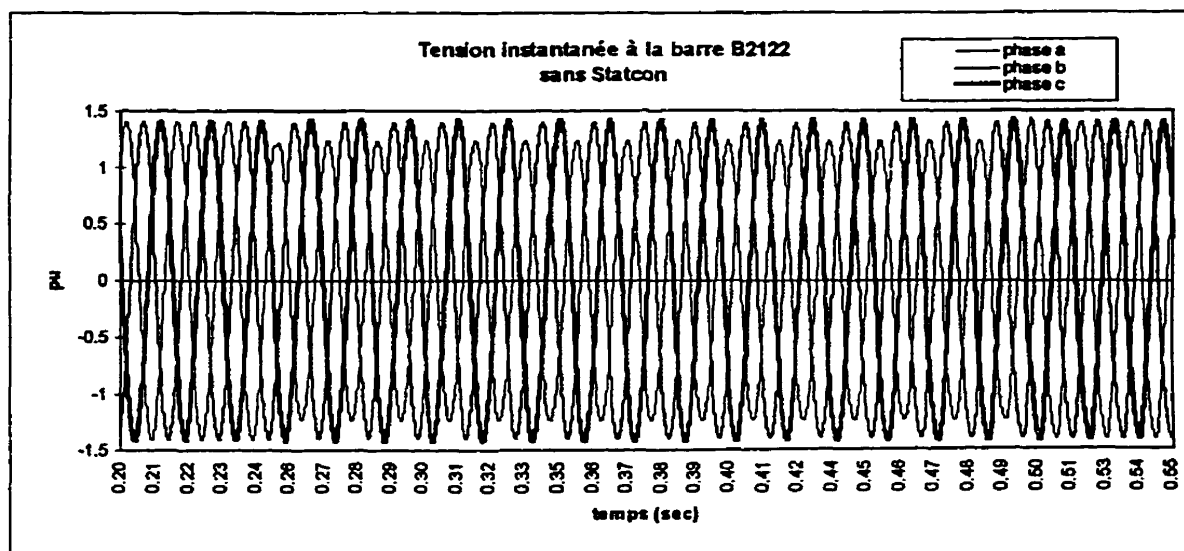


**Figure 7-13 Facteur de puissance avec et sans STATCON lors d'un appel de charge triphasé**

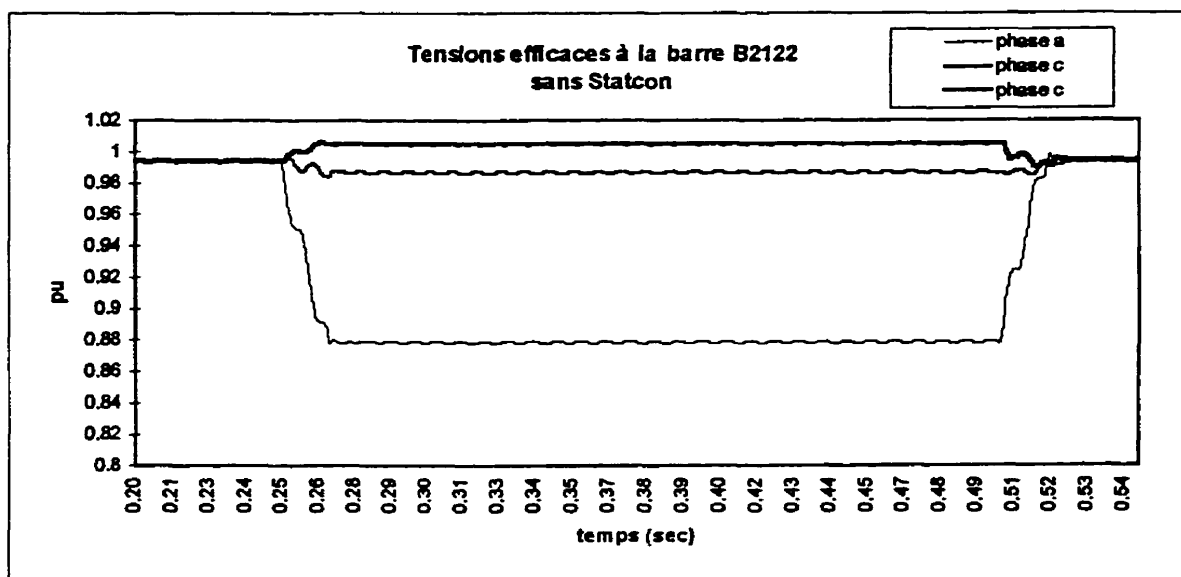
#### **7.6.2. Comportement en présence d'une fluctuation de tension attribuable à un appel de charge monophasé.**

Voyons maintenant comment se comporte le compensateur lorsque la fluctuation de tension est provoquée par un enclenchement d'une charge monophasée entre la phase a et la terre. Dans cette simulation nous enclenchons à la barre B2122A une charge de 4/3 Mva (1 pu monophasé) avec un facteur de puissance inductif de 50% à l'instant 250 ms et la déclenchons à 500 ms. Les figures 7-14 et 7-15 montrent l'effet sur les trois tensions de phase de cet appel de puissance. On constate alors un creux de tension de 11% sur la phase a, une surtension de 2% sur la phase c, alors que la tension de la phase b n'est pratiquement pas affectée. On observe ici le phénomène bien connu des surtensions sur les phases saines (voir section 2.3.7 surtensions temporaires) d'un réseau triphasé affecté d'un défaut à la terre ou d'une charge fortement déséquilibrée.





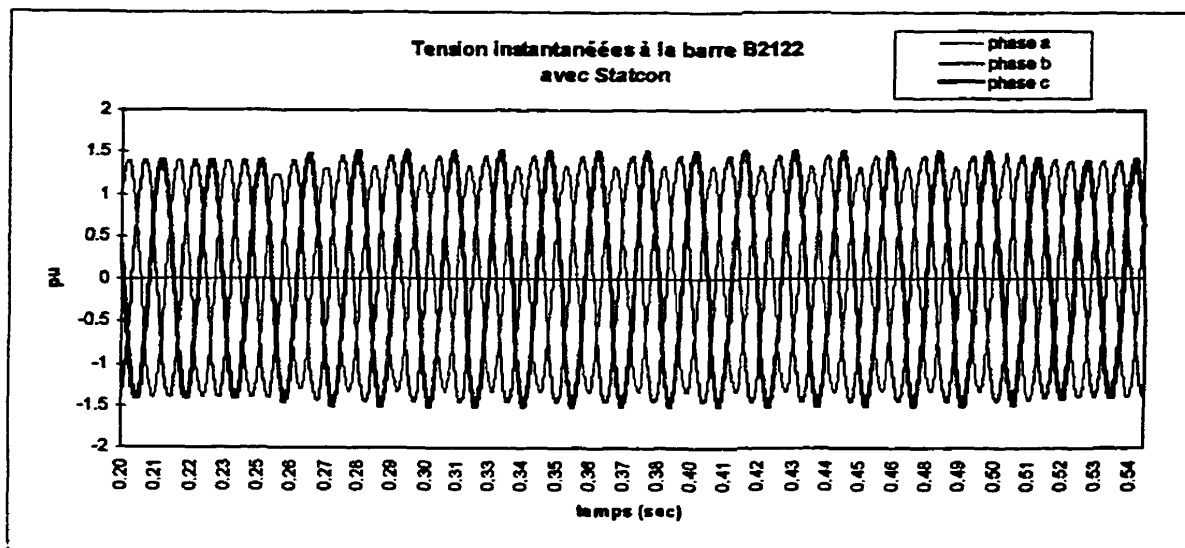
**Figure 7-14 Tension non-compensée par le STATCON lors d'un appel de charge monophasé**



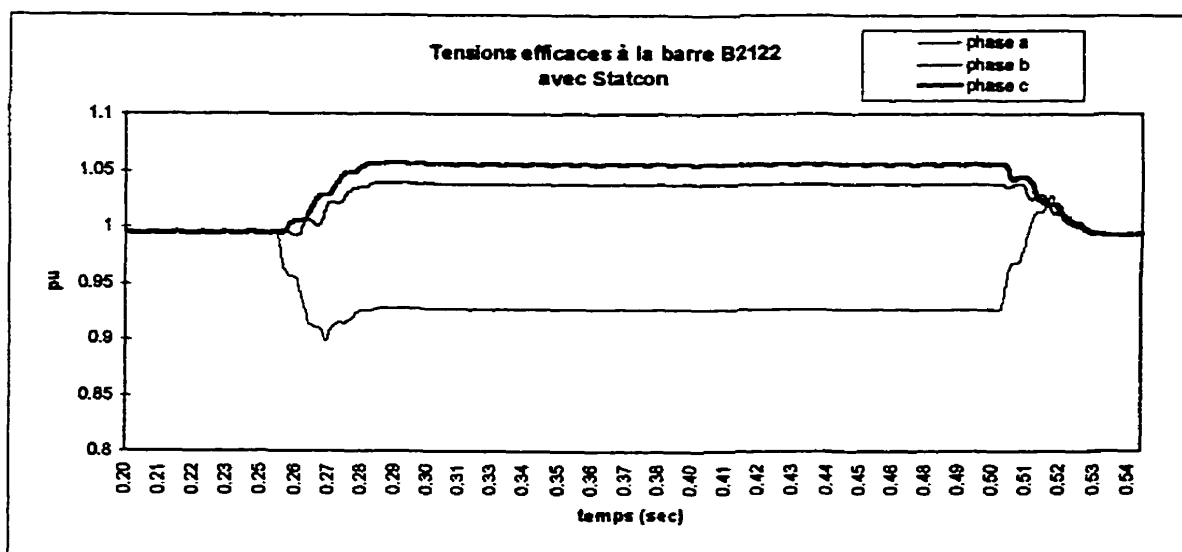
**Figure 7-15 Tension efficace non-compensée par le STATCON lors d'un appel de charge monophasé**

Lorsqu'on simule l'effet du compensateur sur cette situation on obtient les résultats montrés aux figures 7-16 et 7-17. On constate que le système réagit assez mal aux

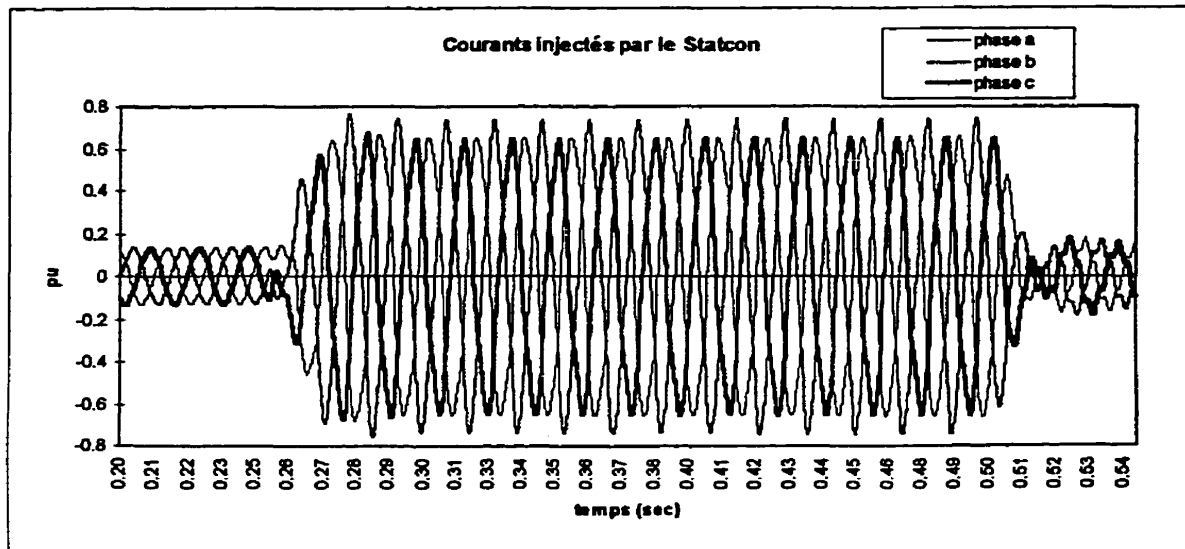
déséquilibres de charge. En effet la figure 7-18 montre que le système injecte autant de courant sur les phases saines que sur la phase affectée et même plus encore sur la phase b.



**Figure 7-16 Tension compensée par le STATCON lors d'un appel de charge monophasé**



**Figure 7-17 Tension efficace compensée par le STATCON lors d'un appel de charge monophasé**



**Figure 7-18 Courant injecté par le STATCON lors d'un appel de charge monophasé**

La conséquence est qu'on aggrave les surtensions temporaires sur les phases saines b et c avec 5% et 7% respectivement, sans compter le fait que la situation s'est à peine résorbée sur la phase a avec une chute de tension ramenée à 6%.

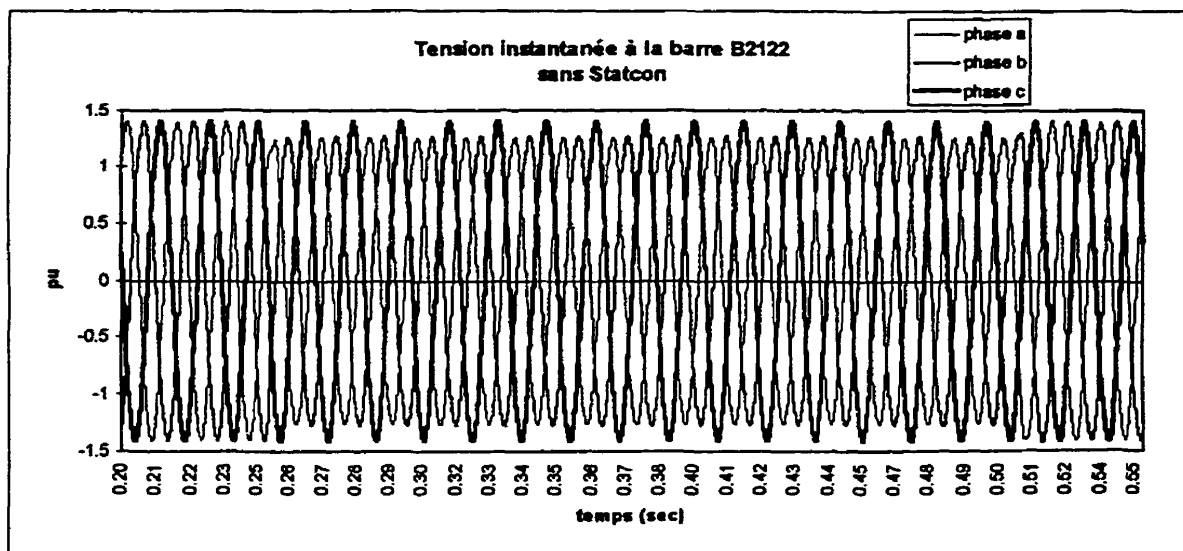
Une explication plausible à cette piètre performance en régime déséquilibré réside dans la théorie de Schauder et Mehta <sup>8</sup> présentée au chapitre 4 et à la section 7.4 de ce chapitre, et sur laquelle repose entièrement la stratégie de commande du STATCON. Cette théorie assume en effet que la somme des trois variables de phases instantanées est nulle. En d'autres mots on suppose qu'il n'y a pas de composante homopolaire de la tension et du courant. Par conséquent la stratégie de commande semble ne plus être adéquate en présence d'une telle composante homopolaire.

Or il est connu que lors de déséquilibre de charge impliquant une seule phase, le courant de séquence homopolaire est d'amplitude aussi importante que celles des courants de séquence directe et inverse. Le système de compensation devra donc être capable d'injecter du courant de séquence homopolaire dans le réseau pour être en mesure de

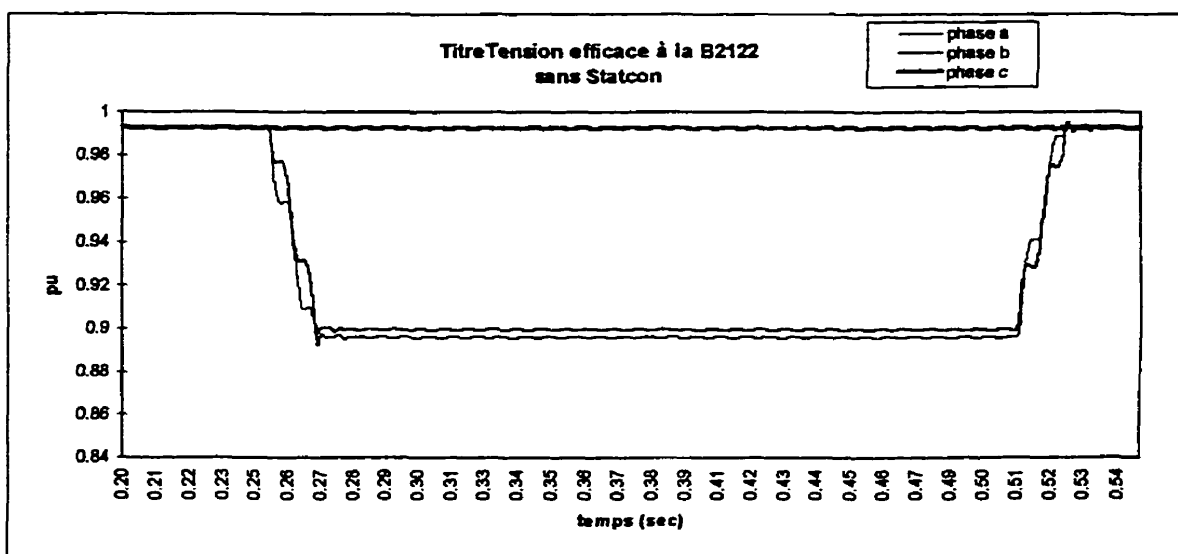
corriger un tel déséquilibre. Il semble d'après nos résultats que le système simulé ici en soit incapable. De plus les compensateurs statiques de type parallèle disponibles sur le marché sont constitués d'onduleur triphasé relié au réseau par des transformateurs delta-étoile interdisant toute injection homopolaire. Voici donc une avenue de développement intéressant pour les manufacturiers soucieux de répondre aux besoins des réseaux de distribution nord-américains qui sont affectés surtout par des déséquilibres de type homopolaire.

#### **7.6.3. Comportement en présence d'une fluctuation de tension attribuable à un appel de charge entre deux phases.**

Considérons maintenant l'enclenchement d'une charge identique à la section précédente mais cette fois entre la phase a et b. Les figures 7-19 et 7-20 illustrent l'effet de cette perturbation sur les tensions phases-terre à la barre B2122. On voit qu'un creux de tension de 10% affecte les phases a et b alors que la phase c n'est pas affectée.



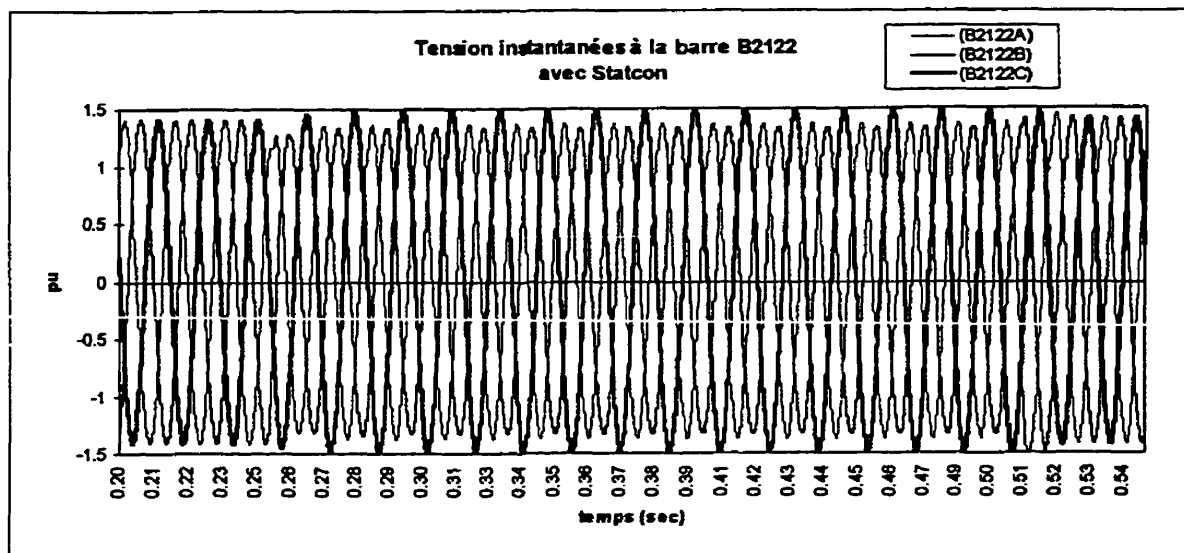
**Figure 7-19 Tension non-compensée par le STATCON lors d'un appel de charge entre deux phases**



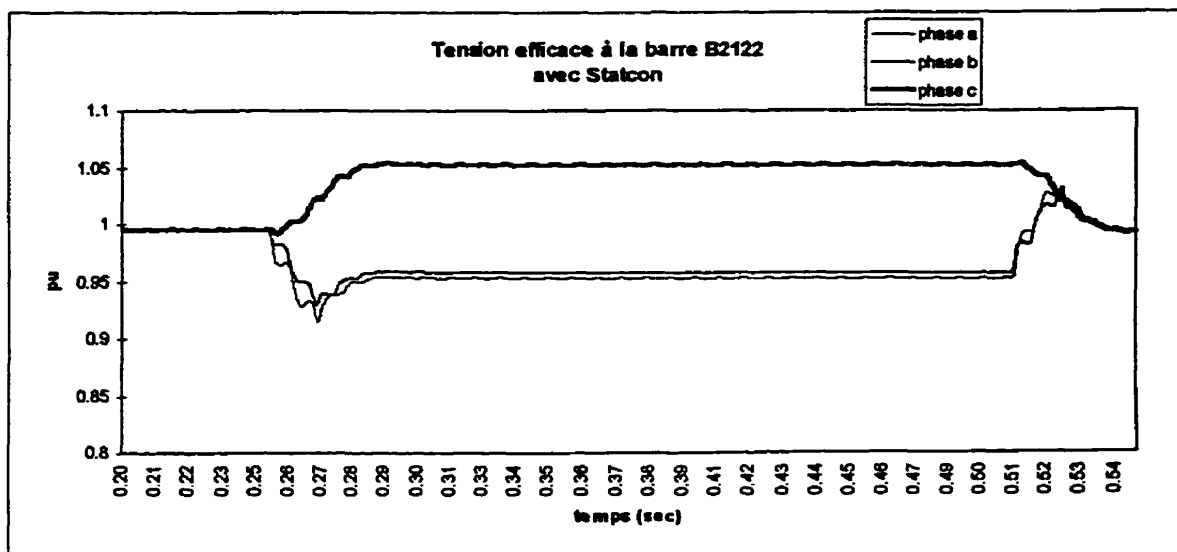
**Figure 7-20 Tension efficace non-compensée par le STATCON lors d'un appel de charge entre deux phases**

Lorsque le compensateur est en fonction, le creux de tension sur les phases affectées est ramené à 5% alors que la phase c est maintenant affectée d'une surtension de 5% (voir

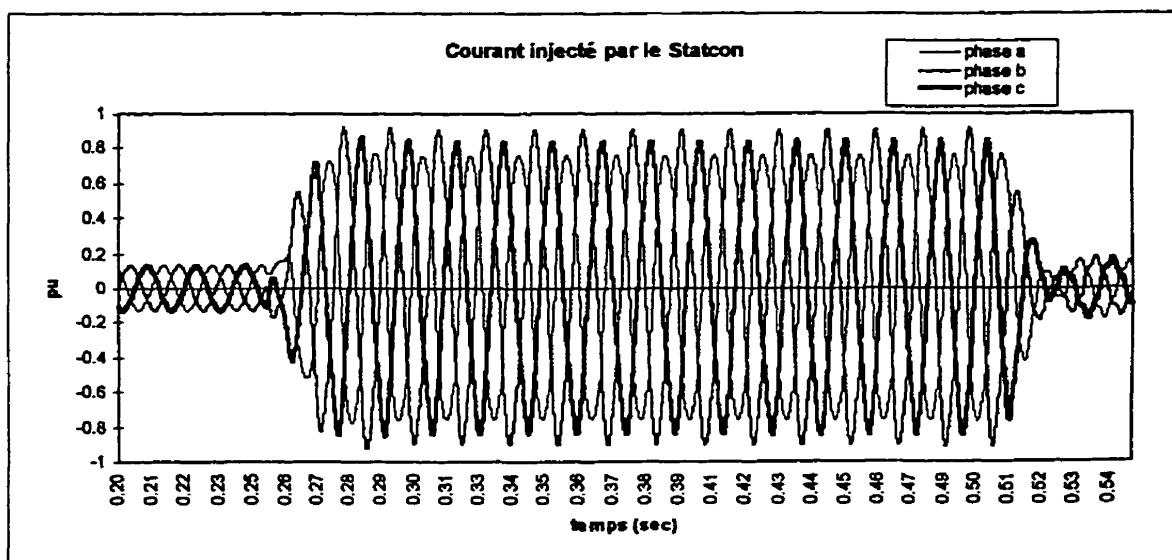
figure 7-21 et 7-22). On constate donc que le système réagit assez mal même en l'absence de composante homopolaire dans le déséquilibre. La figure 7-23 montre que les courants injectés par le compensateur ne sont pas adéquats. En effet on injecte un courant important sur la phase c alors que cette dernière ne nécessite pas de compensation. La situation est toutefois moins pire que dans le cas monophasé de la section précédente, d'autant plus que les surtensions temporaires de 10% et moins sont acceptables.



**Figure 7-21 Tension compensée par le STATCON lors d'un appel de charge entre deux phases**



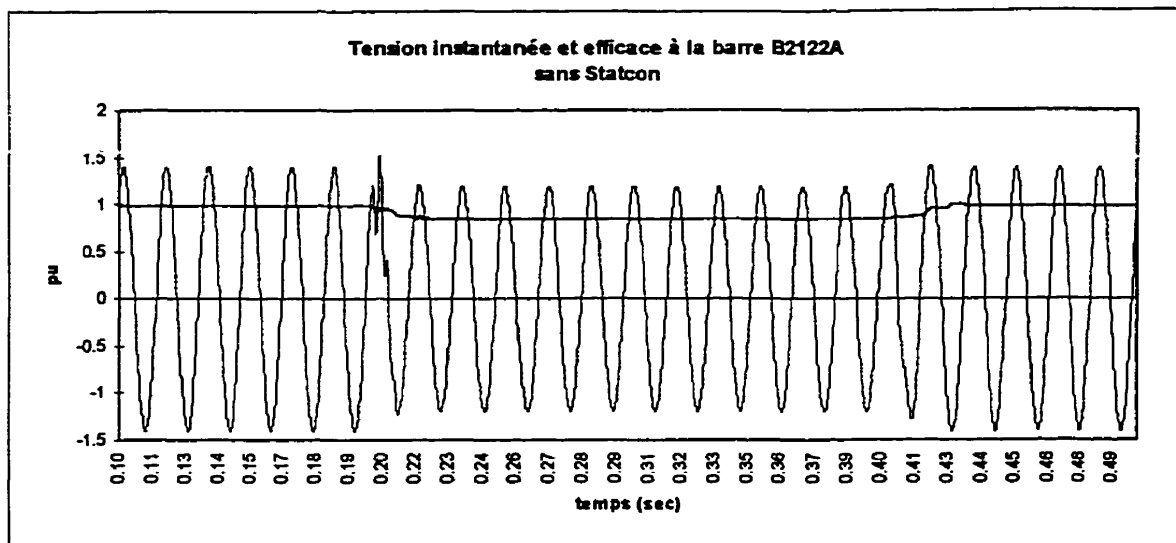
**Figure 7-22 Tension efficace compensée par le STATCON lors d'un appel de charge entre deux phases**



**Figure 7-23 Courant injecté par le STATCON lors d'un appel de charge entre deux phases**

#### 7.6.4. Comportement en présence d'un creux de tension provenant d'un défaut triphasé sur une ligne externe.

Regardons maintenant comment le compensateur parallèle peut protéger la charge en aval contre les creux de tension provenant du réseau. Nous avons simulé le cas où un défaut triphasé sur la ligne voisine, soit à la barre B2111, provoque un creux de tension de 15% sur la barre B21 du poste de distribution. Ce creux de tension se répercutera entièrement chez les clients situés sur la ligne du STATCON et donc à la barre B2122, comme montré à la figure 7-24.



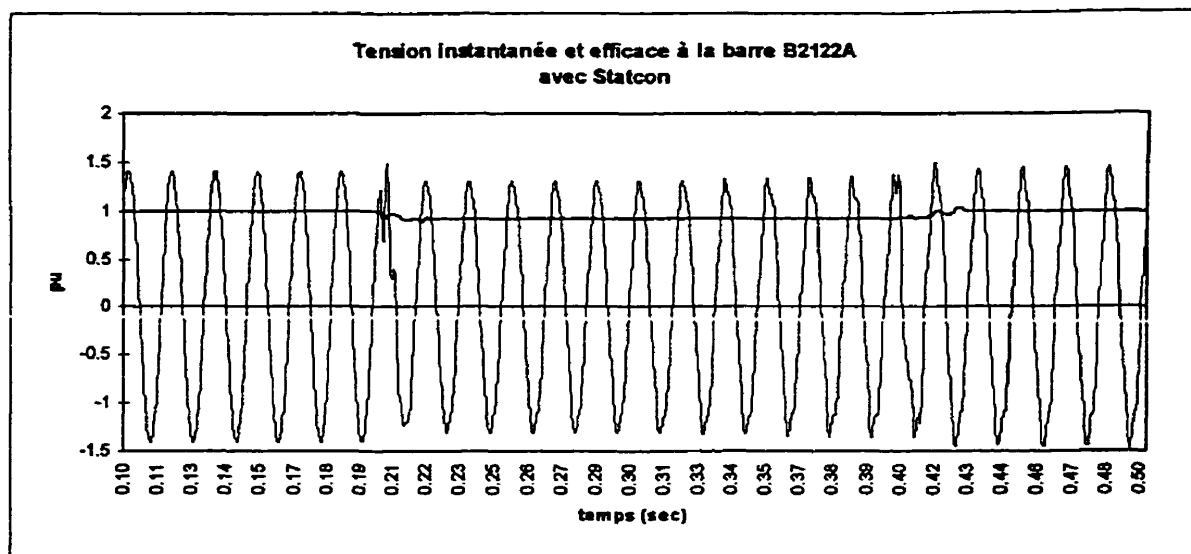
**Figure 7-24 Tension non-compensée par le STATCON lors d'un creux de tension triphasé provenant d'une ligne externe**

Le système de commande du compensateur, qui réagit aux creux de tension peu importe s'ils proviennent d'un appel de la charge ou d'un défaut en amont, injectera un courant capacitif jusqu'à concurrence de sa puissance nominale, 4 Mva dans notre cas. Ce courant capacitif aura pour effet de créer à son point de raccordement une chute de tension négative selon la formule 7-15. Dans notre cas la charge est le STATCON qui injecte une puissance capacitive  $Q = -S_{\text{statcon}}$ , l'équation devient donc;



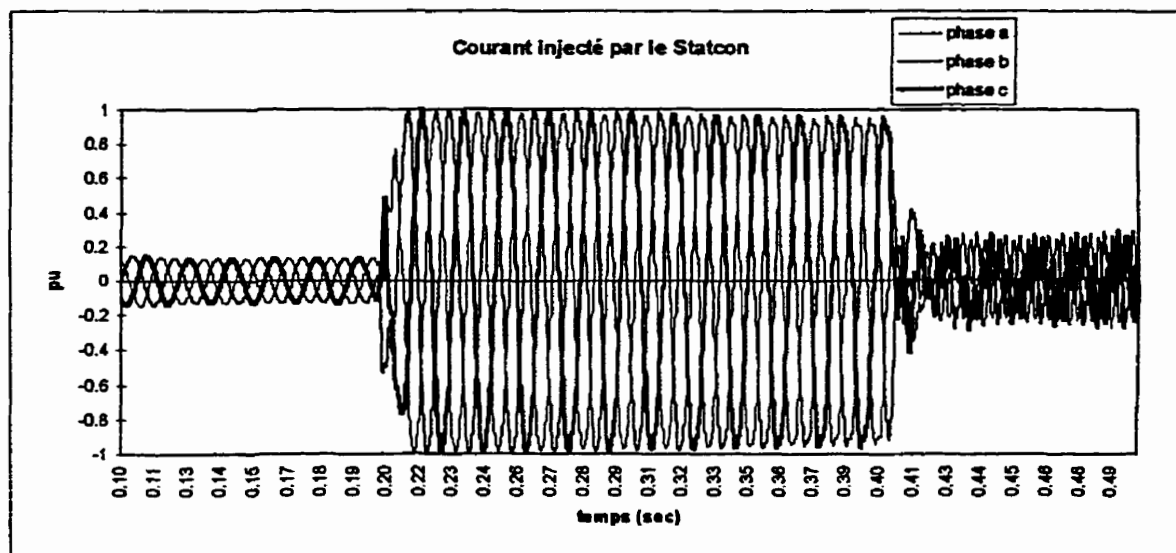
$$\frac{\Delta V}{|V_r|}(\%) = \frac{X_L \cdot Q}{3 \cdot |V_r|^2} \cdot 100 = \frac{-S_{statcon}}{S_{cc3\phi}} \cdot 100 \quad (7-16)$$

Dans notre cas, la puissance de court-circuit triphasée  $S_{cc3\phi}$  est de 50 Mva. À sa puissance nominale le compensateur ne peut donc augmenter la tension de plus d'environ 8% de la tension nominale. Ce fait est démontré à la figure 7-25 où le creux de tension est ramené de 15% à environ 8%.



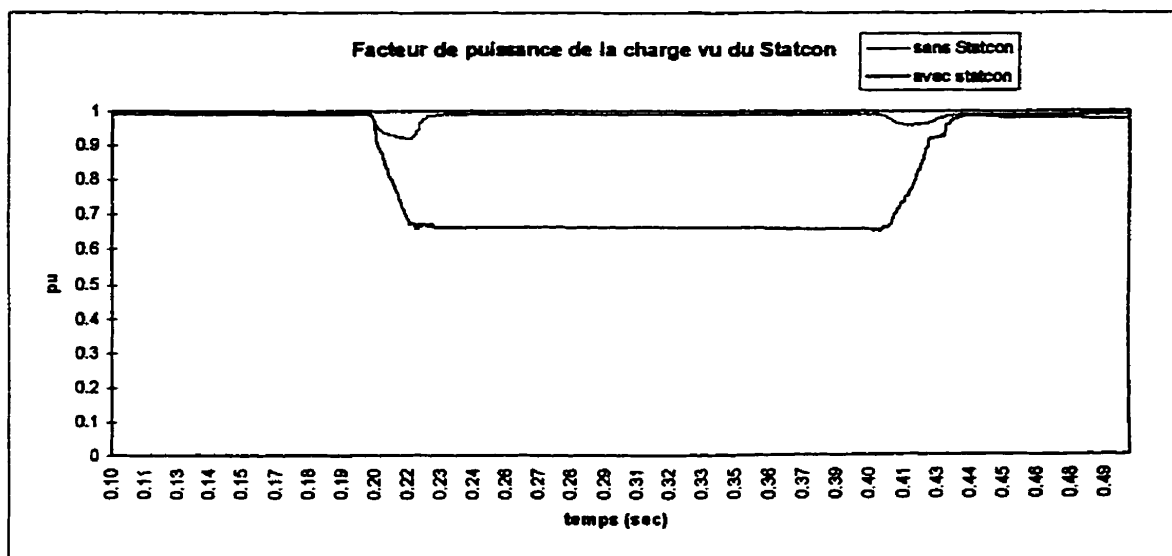
**Figure 7-25 Tension compensée par le STATCON lors d'un creux de tension triphasé provenant d'une ligne externe**

La figure 7-26 montre bien que le courant injecté par le compensateur a atteint la limite supérieure correspondant à la puissance nominale du système, soit 1 pu. Suite à la perturbation on constate que le courant injecté devient très déformé dû à une instabilité de la commande. Il est difficile de dire si cette imperfection est due au modèle ou si le système réel se comporte ainsi.



**Figure 7-26 Courant injecté par le STATCON lors d'un creux de tension triphasé provenant d'une ligne externe**

Étant donné que le creux de tension n'est pas attribuable à un appel de charge réactive en aval du compensateur, le fait d'injecter un fort courant capacitif dans le réseau aura pour effet de diminuer le facteur de puissance de l'ensemble charge-C.S.P. durant la perturbation qui devient alors en avance comme montré à la figure 7-27.



**Figure 7-27 Facteur de puissance à la sortie du STATCON lors d'un creux de tension triphasé provenant d'une ligne externe**

#### **7.6.5. Comportement en présence d'un creux de tension provenant d'un défaut monophasé sur une ligne externe.**

Plus de 80% des défauts sur les réseaux de distribution sont de nature monophasée. Une simulation du comportement du compensateur lors d'un creux de tension attribuable à un tel défaut sur une ligne externe a été réalisée. Toutefois, comme il fallait s'y attendre, les résultats sont semblables à ceux de la section 7.6.3. En effet le système réagit assez mal à cette perturbation déséquilibrée et par conséquent il n'est pas utile d'en présenter les résultats.

#### **7.6.6. Comportement en présence d'un creux de tension attribuable à un défaut sur la ligne du compensateur.**

Le comportement du compensateur lors d'un creux de tension important ou une coupure brève dû à un défaut directement sur la ligne a aussi été simulé (défaut à la barre B2120). Toutefois probablement dû à la forte demande en compensation, la commande du système devient vite très instable et il n'est donc pas utile d'en présenter les résultats. Encore une fois nous ignorons si cette instabilité est une faiblesse du modèle E.M.T.P. ou si le système réel se comportera ainsi. Quoi qu'il en soit, la protection d'artère opérera sur un tel défaut, ce qui fait que la ligne perdra son alimentation et la compensation parallèle ne peut être d'aucune utilité. Dans un tel cas, le STATCON devra être équipé d'un accumulateur d'énergie pour être en mesure d'alimenter la charge après l'avoir isolée du réseau (voir section 7.2). Le modèle utilisé, fournit par la Cie Westinghouse, ne contient pas cette fonctionnalité et par conséquent nous n'avons pu simuler le comportement dans de telles conditions.

### 7.6.7. Comportement en présence d'une surtension de manoeuvre due à l'enclenchement d'une batterie de condensateur au poste de distribution.

Selon les prétentions des manufacturiers, ce type de compensateur peut être utile pour protéger les clients contre les surtensions transitoires de manoeuvre comme celles engendrées par les enclenchements de batteries de condensateurs. Nous avons voulu vérifier ces dires par une simulation de l'enclenchement d'une batterie de condensateurs de 12 Mvar à la barre B21 (barre moyenne tension du poste de distribution).

La figure 7-28 montre bien que le système n'a pas vraiment le temps de réagir étant donné la rapidité du phénomène. La première crête de tension, qui est de 1.7 pu sans compensation, survient quelques 2 ms après le début du phénomène. Ainsi le compensateur a à peine le temps de commencer à soutirer un courant inductif du réseau pour faire chuter la tension que la surtension est terminée. Il aura quand même réussi à réduire la première crête à 1.56 pu soit une amélioration d'environ 10 % ce qui somme toute n'est pas si mal.

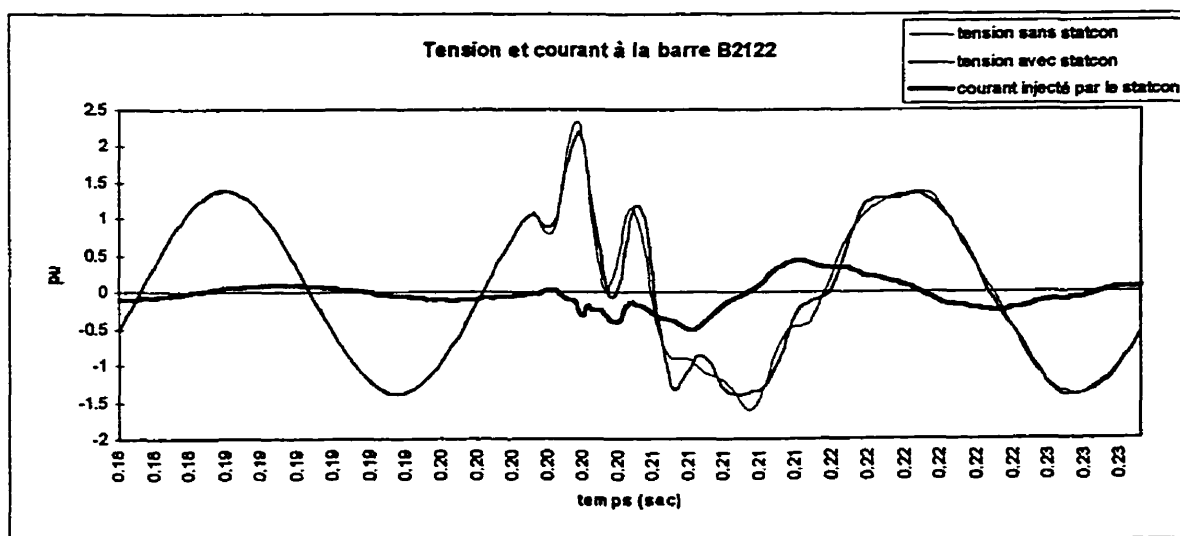


Figure 7-28 Réaction du compensateur parallèle en présence d'une surtension de manoeuvre.

Fait intéressant à signaler, cette fois avant la perturbation le STATCON injectait un courant capacitif au contraire du premier cas où il était plutôt inductif (voir section 7.6.1). Ceci s'explique par le fait que dans cette dernière simulation, il y avait forcément une batterie de condensateurs de 12 Mvar de moins au poste avant la perturbation due à son enclenchement. Ainsi la tension du réseau à la barre B2122 étant plus basse sur ce réseau moins compensé, le compensateur parallèle cherchait à supporter cette tension en surcompensant. Après la perturbation nous nous retrouvons dans le cas de base avant la perturbation de la section 7.6.1., avec le compensateur en mode inductif.

#### **7.6.8. Comportement en présence d'émissions d'harmoniques de courant provenant de la charge.**

Le modèle EMTP fournit par la Cie Westinghouse contient bien la fonctionnalité de correction ou d'annulation des harmoniques de courant (mode filtre actif). Nous avons donc tenté de simuler le comportement du compensateur en présence de sources de courant harmonique d'ordre 5 et 7, connectées à la barre de charge B2122. Toutefois pour des raisons que nous ignorons la commande du système devient rapidement instable rendant les résultats non significatifs. Après discussion avec les gens de Westinghouse, nous avons appris que cette partie du modèle n'est pas au point et nous avons donc décidé de ne pas inclure cette partie de l'étude dans ce mémoire. Nous croyons comprendre que Westinghouse possède d'autres modèles plus performants mais qu'ils sont réticents à l'idée de nous les livrer pour des raisons évidentes de protection intellectuelle.

### 7.7. Conclusions.

Les résultats des simulations présentés à la section précédente peuvent être résumés au tableau 7-2

**Tableau 7-2. Résumé des résultats de simulation du compensateur statique parallèle.**

<b>Perturbations</b>	<b>Efficacité</b>
Régulation de la tension permanente	Excellente performance pour soutenir la tension par compensation shunt auto-adaptative
Compensation de facteur de puissance	Excellente performance pour maintenir le facteur de puissance près de l'unité par compensation shunt auto-adaptative
Fluctuation de tension (papillotement)	Excellente performance pour les fluctuations de tension triphasées et équilibrées. Temps de réponse non instantanée mais suffisant pour réduire le papillotement. Mauvaise performance pour les fluctuations de tension déséquilibrées
Emissions de courants harmoniques	Simulation pas concluante, imperfection du modèle.
Creux de tension provenant du réseau	Aide à réduire les creux de tension de faible amplitude provenant de défauts sur les lignes externes. La puissance réactive injectée est limitée par les dimensions du système.
Coupures brèves et creux de tension de forte amplitude provenant du réseau	Le système sature rapidement étant donné que la puissance réactive injectée est limitée par les dimensions du système. Peut par contre alimenter complètement la charge si jumelé à un interrupteur d'isolation et un accumulateur d'énergie.
Surtensions de manoeuvre	Pas assez rapide pour avoir un effet notable.

À la lumière de ces résultats on peut conclure que le compensateur statique de type parallèle rempli bien son rôle de protéger le réseau contre les effets d'une charge perturbatrice. Il est surtout efficace en ce qui concerne les fluctuations de tension triphasée et équilibrée causant du papillotement, comme c'est le cas pour les clients

possédant plusieurs moteurs démarrant plusieurs fois par jour. Ce cas est le plus fréquent à Hydro-Québec avec les nombreuses scieries et mines et autres industries à charge fluctuante, souvent raccordées à la fin de longues lignes de distribution.. Par contre pour les cas de papillotement dus à des charges fluctuantes déséquilibrées comme les fours à arc, les simulations démontrent que ce système n'est pas idéal. Voici probablement une avenue de recherche intéressante pour les manufacturiers, à savoir développer une stratégie de commande et un onduleur capable d'injecter des courants réactifs homopolaire pour compenser ce type de charge.

À moins qu'il ne soit jumelé à un accumulateur d'énergie et un interrupteur d'isolation rapide, le système n'est pas prévu pour compenser les creux de tension de fortes amplitudes provenant du réseau. Mais selon nos statistiques sur les creux de tension (voir tableau 1-6 et 1-8) la majorité sont de faible amplitude et on a vu que le système peut compenser ces faibles creux de tension jusqu'à concurrence de sa puissance nominale. Il s'agit donc d'une valeur ajoutée si on a déjà justifié le compensateur pour sa raison d'être première. Par contre la majorité des creux de tension provenant du réseau sont également de nature monophasée et le système est déjà moins efficace dans ce cas.



## **8. PARC INDUSTRIEL DE QUALITÉ D'ONDE SUPÉRIEURE.**

### ***8.1. INTRODUCTION.***

Avec la venue de la déréglementation qui ouvrira la compétition entre les fournisseurs d'énergie, les clients pourront dorénavant choisir parmi plusieurs fournisseurs pour obtenir à la fois de meilleurs prix pour leur électricité et une meilleure qualité de service qui satisfasse les besoins de leurs charges sensibles. On s'attend dans le secteur du marché de détail en particulier <sup>24</sup> à ce que les pressions augmentent sur les distributeurs pour qu'ils contrôlent leurs coûts et offrent de nouveaux services à leurs clients. Le résultat est que les distributeurs concentrent de plus en plus leurs efforts pour optimiser l'utilisation des équipements existants sur leurs réseaux de distribution tout en planifiant des améliorations qui leur donneront des avantages compétitifs pour le futur. Dans ce domaine les nouvelles technologies de l'Onde sur Mesure joueront un rôle stratégique dans l'atteinte des objectifs.

En effet, l'existence de ces technologies de mitigation, permettant d'améliorer la qualité de l'onde sur les réseaux de distribution, rend possible le concept d'un parc industriel de haute qualité qui garantirait une qualité accrue du service aux clients industriels raccordés ou souhaitant se raccorder dans ce parc. L'idée est d'offrir aux clients du parc des avantages significatifs (services optionnels) par rapport à ce qu'ils obtiendraient dans un parc conventionnel (service de base). À noter que les services optionnels décrits dans ce document, pourraient être appliqués à un seul client. Dans un contexte de déréglementation et d'ouverture des marchés, ceci pourrait constituer, pour les distributeurs, un incitatif pour attirer ou conserver des clients industriels oeuvrant dans le domaine de la haute technologie et autres industries où les pertes de production sont coûteuses.

## **8.2. CONCEPT DU PARC INDUSTRIEL DE HAUTE QUALITÉ**

Plusieurs configurations différentes de parc haute qualité sont possibles, selon les technologies de mitigation utilisées, les besoins des clients et les contraintes particulières à l'emplacement du parc. Le but visé est idéalement de garantir une tension d'alimentation dont les caractéristiques seraient supérieures à celles du produit de base, présentées au chapitre 2. Différentes classes de qualité (avec tarification appropriée) pourraient être définies en fonction des besoins des clients en ce qui concerne le niveau d'amélioration du service électrique. Ces classes pourraient être;

- 1) Service de base (caractéristiques électriques normalisées).
- 2) Service amélioré (certaines caractéristiques améliorées).
- 3) Service Plus (La plupart des caractéristiques améliorées).

Par exemple on pourrait garantir dans le Service Plus, une alimentation exempte de la plupart des creux de tension et interruptions brèves, de certaines surtensions transitoires ou même de certaines pannes longues durées et avec des taux de distorsion harmoniques, de déséquilibre de tensions et de fluctuation de tension, très bas. Les charges critiques des clients du parc seraient donc protégées contre les perturbations originant du réseau de distribution, ce qui éviterait à ces clients les lourdes pertes de production encourues normalement sans cette protection.

Si par contre, les clients d'un parc ne jugent pas nécessaire la protection contre les harmoniques, les déséquilibres de tension et les fluctuations de tension, provenant du réseau, ils pourraient s'accommoder d'un service amélioré.

Une autre fonction que pourrait remplir le parc industriel haute qualité serait de protéger le réseau de distribution qui alimente ce parc contre les effets des charges perturbatrices des clients du parc (charges fluctuantes, non-linéaires). On évite ainsi aux clients de s'installer eux-mêmes de l'équipement de compensation réactive pour corriger leurs émissions de papillotement ou d'harmoniques (filtres passifs ou actifs), pour respecter les normes d'émissions imposées par le distributeur. Un avantage majeur pour les clients d'un tel parc serait qu'il ne leur serait plus nécessaire de compenser leur facteur de puissance à l'aide de condensateurs. On sait que cet équipement est une cause majeure de résonance harmonique et de surtensions. La correction du facteur de puissance et des émissions perturbatrices serait alors la responsabilité du parc et serait réalisée par l'application d'un compensateur statique du type parallèle par exemple, et situé à l'entrée du parc.

Un autre avantage majeur pour les clients d'un parc industriel à haute qualité est que ceux-ci n'ont plus besoin de recourir aux services d'ingénieurs spécialisés ou de consultants. Le personnel affecté au parc pourrait offrir l'expertise nécessaire à ces clients. Ceci est vu comme une valeur ajoutée significative au concept du parc industriel à haute qualité. L'expertise en compatibilité électromagnétique des réseaux électriques est de plus en plus difficile à trouver et certains sondages <sup>1</sup> montrent que les clients industriels préféreraient que la solution à leurs problèmes de perturbations de l'alimentation électrique leur provienne du distributeur.

### **8.3. CONFIGURATIONS POSSIBLES.**

Nous présentons dans cette section, trois configurations de parc que nous avons étudiées. Pour être en mesure de comparer ces différentes configurations entre elles, nous supposerons que les clients et la charge alimentée sont les mêmes dans les trois cas. Imaginons donc un ensemble de 8 clients industriels typiques (25 MVA de puissance

souscrite au total, soit un peu plus de 3 MVA/client en moyenne) regroupés dans un parc industriel ou encore un seul gros client d'une puissance équivalente. La charge de ces clients typiques est constituée en partie de charges non-linéaires, de charges fluctuantes et de procédés continus ou sensibles. Ces clients souffrent surtout de pertes de production coûteuses qui peuvent affecter grandement le prix de leurs produits et ainsi leur compétitivité sur le marché. Ces pertes de production sont majoritairement causées par les creux de tensions importants provenant du réseau (défauts sur les lignes externes), les coupures brèves (réenclenchements automatiques) ainsi que les interruptions de plus longues durée (pannes > 1min). L'analyse économique traitant des coûts relatifs aux investissements nécessaires, à l'exploitation et la maintenance des équipements et de l'évaluation des coûts évités en termes de pertes de production des clients sera présentée au chapitre 9.

### 8.3.1. Configuration no 1.

La première configuration de parc industriel à haute qualité étudiée est celle présentée à la figure 8-1. Le parc est alimenté par un ITR de spécification appropriée (25 kV, 600 A, 26 MVA) alimenté lui-même par deux lignes d'alimentation (une ligne principale et une ligne de relève), provenant de deux barres moyenne tension différentes d'un même poste ou de deux postes différents. Le rôle de l'ITR (décrit au chapitre 5) est de transférer instantanément (1/4 de période) la charge du parc sur la ligne de relève, lorsque la ligne principale est affligée d'une perturbation. La commande de l'ITR peut détecter toutes variations de tension importantes sur la ligne et ainsi prémunir les clients du parc contre les creux de tension, les interruptions brèves, les pannes et les surtensions temporaires.

Les creux de tension, sur une ligne de distribution donnée, sont dus, dans la majorité des cas, à des défauts sur les autres lignes alimentées par la même barre moyenne-tension du poste de distribution. Il est donc important que la relève provienne d'une autre barre de

ce poste ou même d'un autre poste avoisinant. Cette deuxième barre n'est généralement pas affectée par les creux de tension de la première.

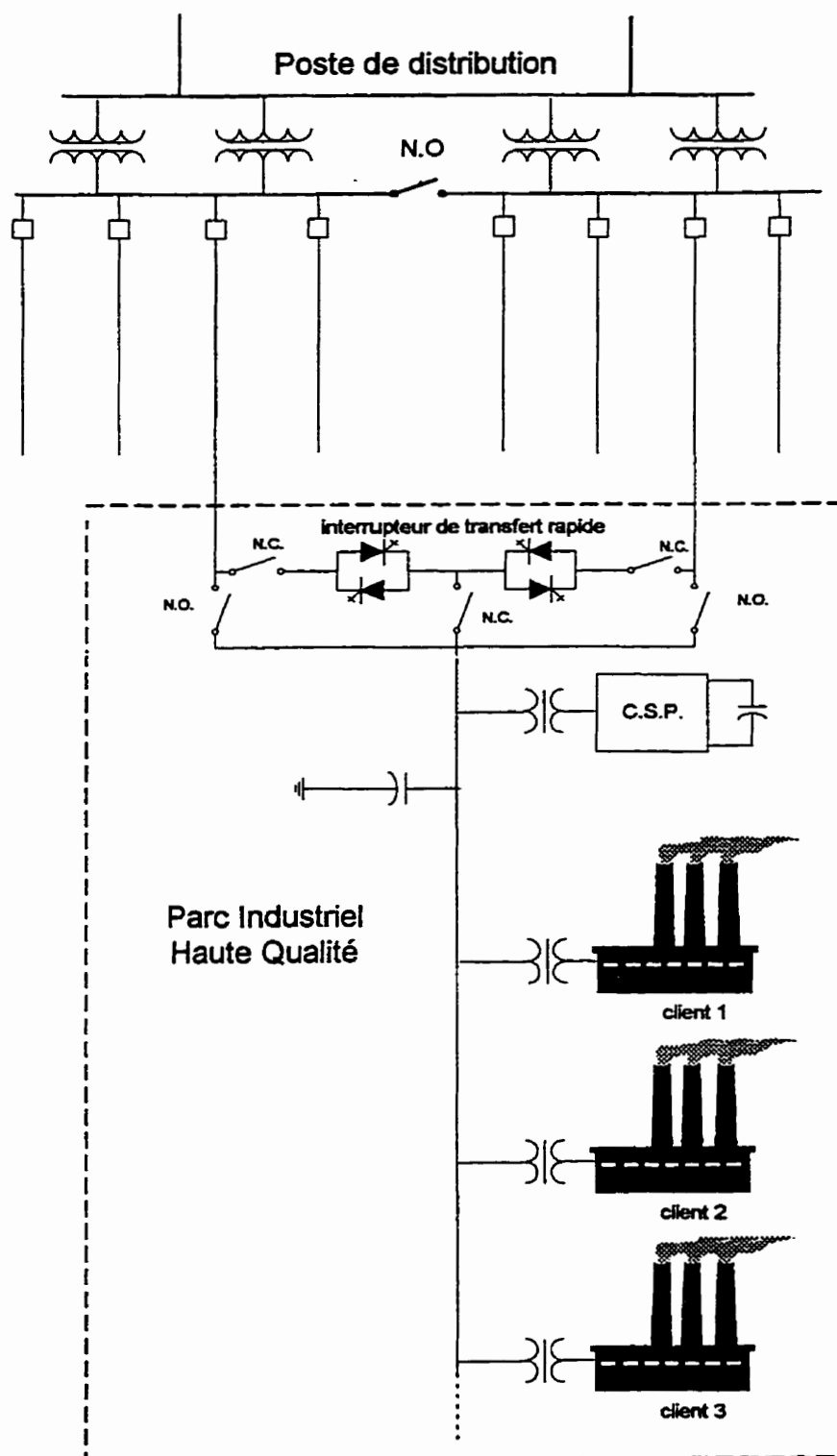


Figure 8-1 Parc industriel à haute qualité, configuration no 1

Si le creux de tension ou la panne est attribuable au réseau haute tension, alors la relève sera également affectée si elle provient du même poste ou si elle provient d'un autre poste alimenté du même réseau haute tension. Dans le cas où les deux postes voisins sont alimentés de deux réseaux de répartition différents (par exemple deux niveaux de tension différents), alors le gain de qualité et de continuité de service peut être encore meilleur. Toutefois, cette ligne de relève coûtera en générale plus cher étant donné que l'autre poste a de fortes chances d'être situé à une plus grande distance. Il s'agit alors de comparer le gain escompté avec le coût de cette relève.

Un C.S.P. (décrit au chapitre 7) de 2 MVAR est aussi utilisé dans cette configuration afin de compenser de façon instantanée, les appels de puissance réactive des clients du parc. On peut ainsi à la fois corriger le facteur de puissance et régulariser la tension du parc. On protège ainsi les clients du parc contre les fluctuations de tension et le papillotement attribuables à leurs voisins. De plus, puisque le compensateur utilise la commutation MLI à haute fréquence, il lui est possible de compenser les courants harmoniques provenant des charges non-linéaires des clients du parc. Étant donné que ce C.S.P. remplace les condensateurs de correction de facteur de puissance des clients, il doit être dimensionné pour fournir la même quantité de puissance réactive moyenne. Prenons comme hypothèse conservatrice que chaque client de 3 MVA installerait au minimum 600 kVAR de condensateurs pour corriger leur facteur de puissance à 95%. On suppose de plus que ces condensateurs seraient avantageusement convertis en filtres compensant du même coup les harmoniques. Le parc doit donc fournir au moins 4.8 MVAR pour faire le même travail. De façon à limiter la taille et donc le coût du C.S.P., une batterie de condensateur fixe de 3 MVAR peut être installée en aval du C.S.P. lui laissant le soin de faire le réglage fin pour les 2 MVAR restants.

En résumé avec cette configuration de parc les clients sont protégés dans une bonne proportion contre les perturbations du réseau, ils sont protégés contre la pollution de

leurs voisins et ils n'ont plus à se soucier de corriger leur facteur de puissance et respecter les normes d'émissions d'harmoniques et de papillotement d'Hydro-Québec.



### 8.3.2. Configuration no 2

Dans cette configuration, une seule ligne de distribution est disponible pour alimenter le parc industriel à haute qualité (voir figure 8-2). L'IITR est donc remplacé par un C.S.S. (décrit au chapitre 6) partiellement dimensionné (voir section 4.4) de 10 MVA avec un accumulateur d'énergie de 2.5 MJ (condensateur à haute densité d'énergie). Son rôle est de protéger le parc contre certaines perturbations du réseau. En injectant une tension en série avec celle du réseau, le compensateur est capable de compenser, sans énergie, les creux de tension jusqu'à un certain niveau d'amplitude. Pour les creux de tension plus sévères, l'accumulateur d'énergie est nécessaire pour que le compensateur puisse fournir de la puissance active. Le C.S.S. peut également corriger certaines surtensions de manoeuvre et surtensions temporaires. Il remplace ainsi le commutateur de transfert rapide à cette différence qu'il ne peut corriger les pannes et les coupures brèves et creux de tension de trop longues durées. Par contre il corrige autant les événements provenant du réseau haute tension que du réseau moyenne tension. Le C.S.S. peut aussi réduire les déséquilibres de tension et la distorsion harmonique provenant du réseau ainsi que les fluctuations de tension.

Le compensateur statique parallèle joue le même rôle que dans la première configuration, c'est à dire correction du facteur de puissance, régulation de tension et filtrage actif des harmoniques et du papillotement.

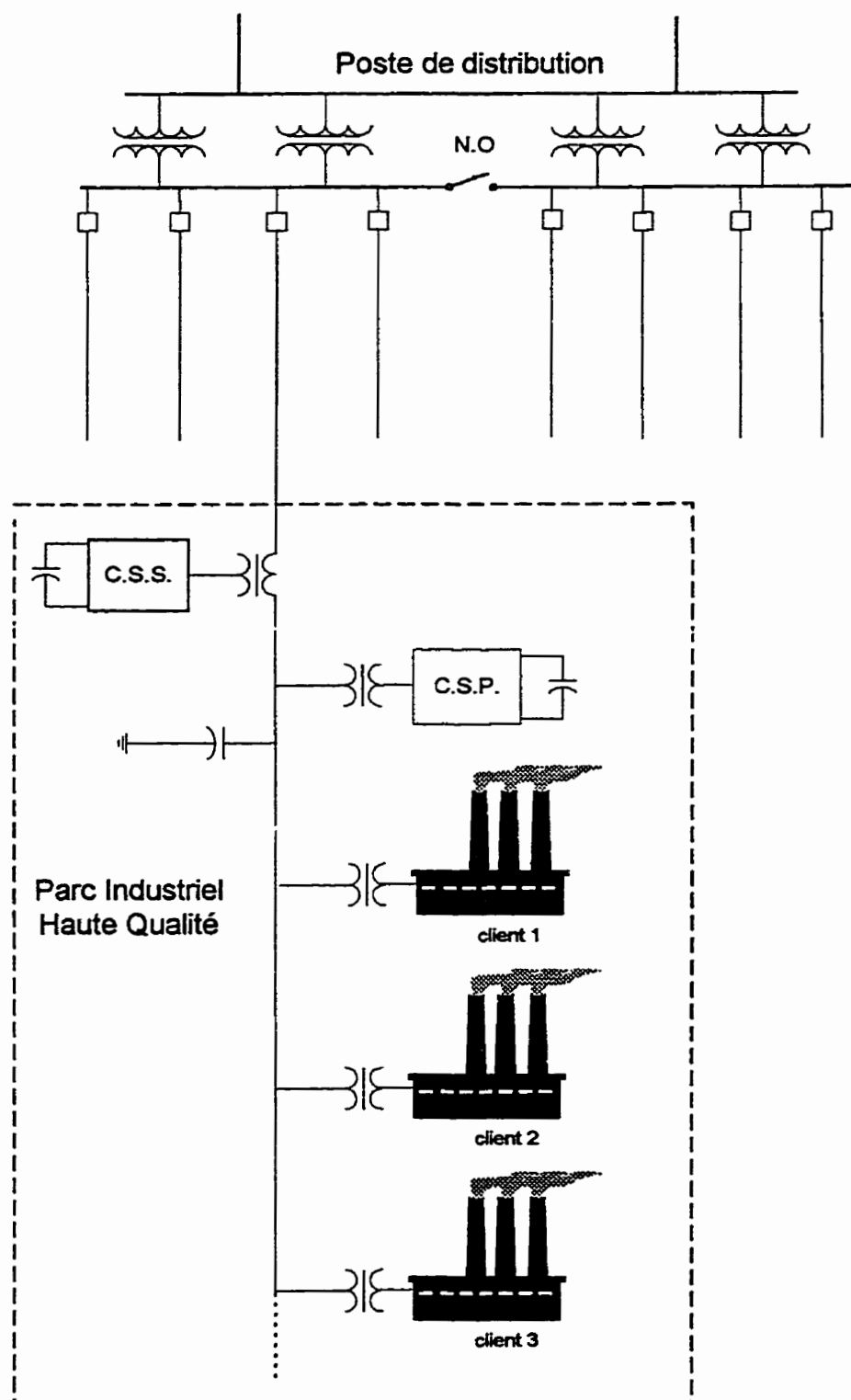


Figure 8-2 Parc industriel à haute qualité, configuration no 2

En résumé, dans cette configuration, les clients du parc sont protégés dans une certaine proportion contre les perturbations provenant des réseaux moyenne et haute tension (creux de tension pas trop sévères, surtensions de manoeuvre et surtensions temporaires) et ils sont protégés contre la pollution de leurs voisins et ils n'ont plus à se soucier de corriger leur facteur de puissance et respecter les normes d'émissions d'harmoniques et de papillotement du distributeur. Quoique moins blindée que la configuration no 1, cette configuration peut lui être une alternative intéressante lorsqu'il est techniquement et/ou économiquement impossible d'amener une ligne de relève jusqu'au parc industriel.

### **8.3.3. Configuration no 3**

Cette configuration, illustrée à la figure 8-3, est une combinaison des deux premières et additionne les avantages de chacune.

On place le C.S.S. en amont de l'ITR sur la ligne normale. Ainsi, lors de perturbations moins sévères que peut corriger le C.S.S., on évite un transfert sur la ligne de relève. Ce transfert sera toutefois initié, lors de creux de tension sévères ou longs, une fois le C.S.S. vidé de son énergie ou lors d'interruptions brèves et pannes.

De plus le C.S.S. pourra corriger certaines perturbations contre lesquelles l'ITR ne peut rien. Par exemple les creux de tension provenant du réseau haute tension et les surtensions de manoeuvre auxquelles sont sensibles les entraînements à vitesse variable.

En résumé, les deux technologies se complètent en comblant les lacunes l'une de l'autre et on obtient une configuration de parc à très haute qualité de service, où les clients sont protégés dans une excellente proportion contre les perturbations des réseaux moyenne et haute tension. Ils sont aussi protégés contre la pollution de leurs voisins et ils n'ont plus à

se soucier de corriger leur facteur de puissance et respecter les normes d'émissions d'harmoniques et de papillotement d'Hydro-Québec.

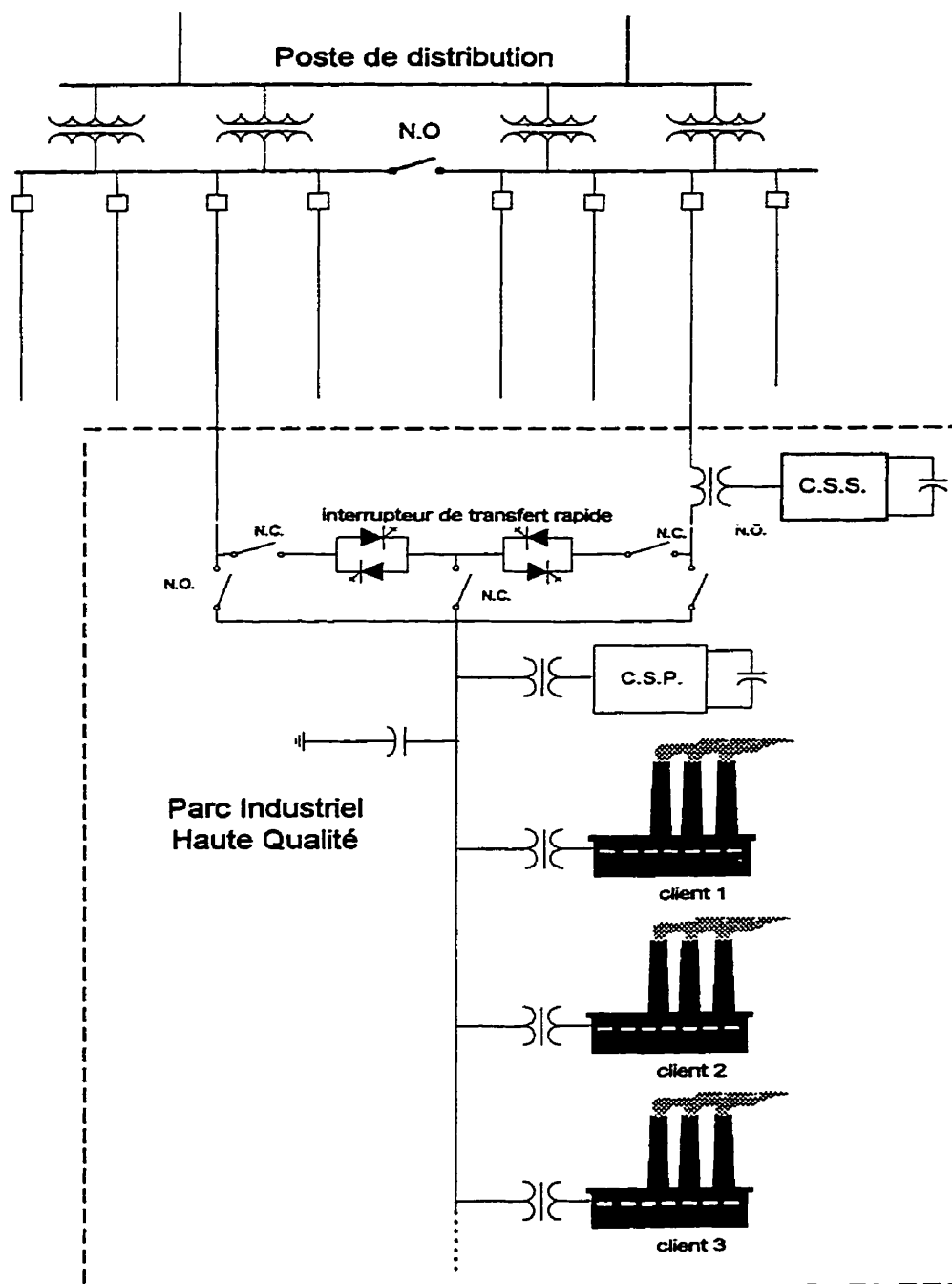


Figure 8-3 Parc industriel à haute qualité, configuration no 3

## 9. ÉVALUATION ÉCONOMIQUE.

### 9.1. INTRODUCTION.

Les méthodes traditionnelles utilisées pour évaluer la rentabilité économique des solutions aux problèmes de qualité de l'onde dans l'industrie de l'énergie considèrent le distributeur et les clients séparément. La ligne de démarcation entre le client et son fournisseur d'énergie est normalement tracée au compteur d'énergie et chaque entité fait ses propres choix économiques.

Toutefois les problèmes de compatibilité électromagnétique ne s'arrêtent pas généralement à de telles frontières artificielles. Des problèmes tels que les surtensions de manoeuvres, les distorsions harmoniques, les creux de tensions et interruptions doivent fréquemment être résolus par une collaboration mutuelle entre les parties de part et d'autres du compteur.

Cette idée est illustrée à la figure 9-1, <sup>25</sup>. Dans les méthodes conventionnelles, les coûts quittant les boîtes Distributeur et Clients sont minimisés de façon indépendante. Ceci peut faire en sorte qu'une solution optimale, mutuellement bénéfique pour les deux parties, soit rejetée d'emblée, parce que sous optimale pour chacune des parties prises séparément. L'objectif de l'évaluation économique devrait être de minimiser les coûts quittant la grande boîte comprenant le distributeur et les clients. Ainsi dans certains cas il se pourrait que cette solution optimale soit du côté du distributeur. Celui ci investit sur son réseau pour améliorer de façon notable la qualité de l'onde et réduit ainsi les pertes de production de ses clients avec un meilleur ratio coûts/bénéfices que si ces derniers le faisaient eux-mêmes. Une partie des coûts reliés à cette amélioration pourra être refilée

aux clients sous forme de primes pour services optionnels. Le processus entier est d'autant plus optimisée que les réclamations des clients diminueront.

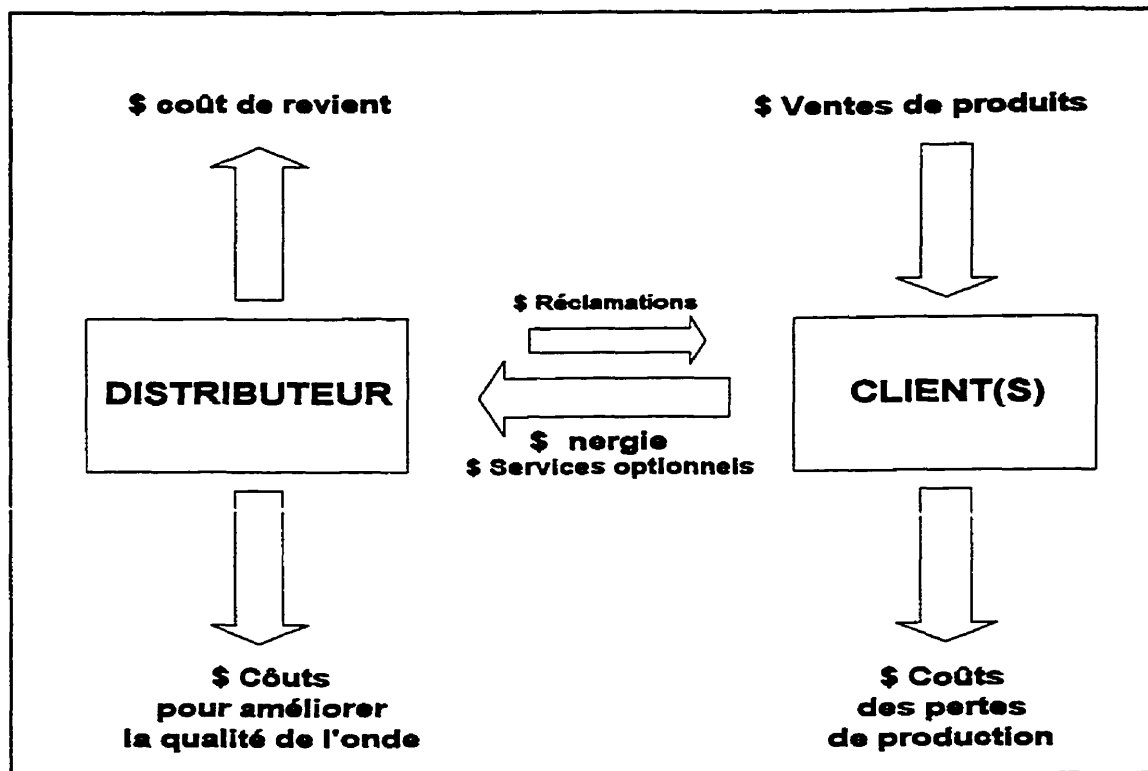


Figure 9-1. Modèle de coût.

## 9.2. ÉVALUATION ÉCONOMIQUE

Les coûts considérés dans l'évaluation économique sont les coûts différentiels induits par la mauvaise qualité de l'onde (pertes de productions) et les efforts pour améliorer cette qualité de l'onde (moyens de mitigation). Tous les flux monétaires (flèches) quittent la grande boîte sauf une: Les ventes de produits des clients qui sont ultimo la source de capital du processus entier.

Pour illustrer ces propos, imaginons un ensemble de 8 clients industriels (25 MVA de puissance souscrite au total, soit 3 MVA/client en moyenne) regroupés dans un parc industriel traditionnel ou encore un seul gros client d'une puissance équivalente. Ces clients souffrent surtout de pertes de production coûteuses qui peuvent affecter grandement le coût de leurs produits et ainsi leur compétitivité sur le marché. Ces pertes de production sont majoritairement causées par les creux de tensions importants provenant du réseau (défauts sur les lignes externes), les coupures brèves (réenclenchements automatiques) ainsi que les interruptions de plus longues durée (pannes > 1min)

#### 9.2.1. Fréquence des perturbations.

Les résultats suivants proviennent d'une campagne de mesure effectuée sur le réseau de distribution d'Hydro-Québec <sup>4</sup>.

**Tableau 9-1 Fréquence des perturbations (campagne de mesure)**

Perturbations provenant du réseau	Nombre moyen d'événements / année
Creux de tensions dont l'amplitude et la durée sont susceptibles de causer des interruptions chez un client industriel.	10 à 30 (selon la susceptibilité des équipements)
Coupures brèves	6
Pannes (1 min et +)	4
TOTAL	20 à 40

D'autres part des statistiques sur les pertes de production compilées par la Vice-Présidence Grandes Entreprises d'Hydro-Québec, rapporte les faits suivants:

**Tableau 9-2. Statistiques sur les pertes de production.**

Pertes de production	Nombre moyen d'événements / année	
	Plage de variation	moyenne
Pertes de production dues à des creux de tension ou coupures brèves	0 à 20	5
Pertes de production dues à des pannes	0 à 10	1.6
TOTAL	0 à 30	6.6

Les différences entre les chiffres de ces deux sources statistiques peuvent être expliquées en partie par les constatations suivantes; Les chiffres sur les pertes de production proviennent des informations rapportées par les clients Grandes Entreprises sur une base volontaire et on peut donc supposer que certaines pertes n'ont pas été rapportées. Deuxièmement, les chiffres provenant de la campagne de mesure indiquent le nombre d'événements susceptibles de causer des pertes. Ceci est basé sur notre mince connaissance de la susceptibilité des charges industrielles et il se pourrait donc que nous surestimions cette dernière, d'autant plus qu'il est possible que certains de ces clients soient déjà équipés de moyens de mitigation..

Quoi qu'il en soit, il est raisonnable de penser que la réalité se retrouve entre ces deux hypothèses et le tableau 9-3 présente les chiffres que nous utiliserons pour notre analyse économique. De plus les événements ont été séparés selon qu'ils proviennent du réseau haute tension ou moyenne tension. Cette information nous sera utile lors de la comparaison des solutions. Nous utilisons une règle générale connue voulant que 85% des événements proviennent du réseau de distribution.



**Tableau 9-3. Fréquence moyenne des perturbations**

Événements causant effectivement des pertes de production	Nombre moyen d'événements / année			
	Plage de variation	moyenne	MT	HT
Pertes de production dues à des creux de tension	5 à 25	8	6.8	1.2
Pertes de production dues à des coupures brèves	1 à 10	2	1.7	0.3
Pertes de production dues à des pannes	1 à 10	2	1.7	0.3
TOTAL	7 à 45	12	10.2	1.8

**9.2.2. Coût des pertes de production.**

Il y a probablement autant de façon de calculer le coût des pertes de production qu'il y a de personnes qui les calculent. Nous retiendrons ici deux méthodes pour lesquelles nous avons des données fiables et nous prendrons le coût moyen donné par ces deux méthodes.

**9.2.2.1.Méthode 1: coût par client par événement.**

Les chiffres suivants ont été tirés d'une enquête <sup>26</sup> sur le coût des interruptions chez les clients industriels au Québec en 1989. Les coûts ont été ajustés pour l'inflation (indice des prix à la consommation 21.5% de 1989 à 1997). De plus, pour simplifier nos calculs nous avons calculé des coûts moyens par interruption pour les interruptions courtes (que nous associons aux creux de tension et coupures brèves) et pour les pannes de 1 heure (près de la durée moyenne d'une panne)

**Tableau 9-4 Coût par client par événement**

Perturbations	Coût / événements		
	moyenne	plage de variation	extrême
creux de tensions et coupures brèves	9.1 k\$	0 - 23 k\$	74 k\$
panne de 1 heure	49k\$	0 - 136 k\$	530 k\$

#### **9.2.2.2.Méthode 2: coût par kVA par événement.**

Une étude réalisée en 1991 par Power systems Research Group de l'Université de la Saskatchewan <sup>27</sup>, donne des coûts moyens des interruptions normalisés par la puissance pointe annuelle des clients affectés. Les coûts ont été ajustés pour l'inflation (indice des prix à la consommation 16% de 1991 à 1997).

**Tableau 9-5 coût par kVA par événement**

Perturbations	Coût moyen
creux de tensions et coupures brèves	2.5\$/kW
panne de 1 heure	13.8\$/kW

À noter que d'autres études européennes et américaines <sup>Erreur! Signet non défini., 28, 29</sup> rapportent plutôt les chiffres suivants; 8\$/kVA et 56\$/kVA respectivement. Nous conserverons toutefois nos valeurs canadiennes pour être le plus conservateur possible dans notre évaluation économique.

À l'aide des nombres moyens événements rapportés au tableau 3 on peut estimer le coût total des pertes de production pour notre exemple de parc de 8 clients (25 MVA).

**Scénario moyen**

8 creux de tension, 2 coupures brèves et 2 pannes de 1 heure.

**Méthode 1**

$$10\text{creux/an} \cdot 8\text{clients} \cdot 9.1\$/(\text{évenements clients}) + 2\text{pannes/an} \cdot 8\text{clients} \cdot 49\$/(\text{évenements clients}) = 15\text{M\$}/\text{an}$$

**Méthode 2.**

$$[10\text{creux/an} \cdot 2.5\$/(\text{kW} \cdot \text{évenement}) + 2\text{pannes/an} \cdot 13.8\$/(\text{kW} \cdot \text{évenement})] \cdot 25\text{MVA} = 13\text{M\$}/\text{an}$$

On constate que les deux méthodes donnent des résultats semblables en une moyenne de 1.4 M\$/année en pertes de production peut être associé à un tel parc industriel pour le scénario moyen quant à la fréquence des perturbations. De façon à fixer une plage de variation pour le coût globale des pertes de production du parc, établissons deux autres scénarios.

**Scénario faible**

4 creux de tension, 1 coupure brève et 1 panne de 1 heure.

**Scénario fort**

12 creux de tension, 3 coupures brèves et 3 pannes de 1 heure.

Par des calculs semblables au scénario moyen on arrive aux résultats suivants;

**Tableau 9-6 Coût annuel des pertes de production du parc industriel**

Scénario	méthode 1	méthode 2	Moyenne
faible	0.75 M\$	0.66 M\$	0.7 M\$
moyen	1.5 M\$	1.3 M\$	1.4 M\$
fort	2.3 M\$	2.0 M\$	2.15M\$

Ainsi le coût annuel des pertes de production de notre parc se situe entre 700k\$ et 2.15M\$.

Des pertes de productions supplémentaires peuvent être induites par les surtensions de manoeuvre et certaines surtensions temporaires provenant du réseau. Certaines technologies de mitigation décrites plus haut sont capables de palier à ces perturbations. Toutefois le coût de ces pertes de production n'est pas considéré ici par souci de simplicité.

### 9.2.3. Solutions.

La seule solution possible à cette problématique est de prévenir ces interruptions. Les entreprises sont le plus souvent contraintes d'investir dans des moyens de mitigation internes, comme des alimentations de secours sans coupure ou ASC (UPS) pour tenter de réduire leurs pertes. En 1991 aux États-Unis, les clients ont dépensé 1.05 milliard de dollars américain pour 33,000 ASC de puissance nominale supérieure à 5 kVA pour un total de 1,280 MVA<sup>30</sup>. La croissance annuelle projetée alors était de 20%, ce qui nous mène à quelques 3 milliards en 1996. Ces solutions sont souvent sous optimales du point de vue global expliqué plus haut étant donné qu'elles ne règlent qu'une partie des problèmes, coûtent cher à l'achat (1000\$/kVA et plus) et à maintenir. De plus chaque client de l'ensemble considéré doit avoir son propre UPS et la plupart n'ont même pas l'espace nécessaire pour loger des UPS de grande puissance.

Le concept de parc industriel à haute qualité pourrait représenter, dans ce cas, la solution optimale pour les deux parties. Dans ce cas le distributeur se charge de réduire les pertes de production de l'ensemble des clients à la fois (économie d'échelle) en éliminant la majorité des creux de tensions et interruptions provenant du réseau. Les technologies utilisées dans ce parc sont beaucoup plus efficaces et ont un coût d'achat beaucoup

moindre ( $<100\$/\text{kVA}$ ) et étant essentiellement à base d'électronique de puissance, sont d'entretien très peu coûteux.

Nous allons maintenant comparer diverses solutions sur une base technico-économique. À remarquer que cette analyse peut s'appliquer à un seul client industriel ou commercial. Ces solutions, sauf la première, tenteront de résoudre le problème posé par le scénario moyen présenté plus haut.

#### ***9.2.3.1. Solution 1: Pas de mitigation.***

Évidemment la solution de ne rien faire doit être considérée. Le coût annuel de cette solution est de 1.4 M\$.

#### ***9.2.3.2. Solution 2: ASC chez les clients.***

Dans cette solution chaque client individuel du parc prend les dispositions nécessaires pour installer une alimentation sans coupure sur la partie sensible de leurs charges. Nous prendrons comme hypothèse conservatrice que 40% de la charge de ces clients est constitué d'équipements sensibles aux perturbations.

La puissance nominale totale requise d'ASC est donc de 10 MVA soit environ 1.25 MVA par client. Le coût d'ASC de cette importance se chiffre autour de  $1000\$/\text{kVA}$ <sup>31</sup> pour un total de 10 M\$ pour l'ensemble du parc. De plus pour un ASC de 1.25 MVA, opéré à puissance nominale, alimentant une charge avec un facteur de puissance de 0.8 avec 90% d'efficacité, les pertes électriques sont de l'ordre de 100 kW. La climatisation nécessaire pour compenser la chaleur rejetée par l'ASC consomme au bas mot 90 kW. À  $0.023\$/\text{kWh}$  les coûts d'opération annuels se chiffrent donc dans les 30k\$ par client pour un total de 240k\$ pour l'ensemble des clients. Finalement, des coûts de maintenance annuel de 3% du coût initial sont à considérer, soit 300k\$.

Nous devons ajouter au coût de cette solution, le coût des pertes de production non évitées. En effet bien que les ASC puissent prémunir les utilisateurs contre les effets des creux de tension et coupures brèves, ils ne sauraient en faire autant pour les pannes, faute d'autonomie suffisante. Nous avons vu plus haut que le coût annuel associé à ces pannes est de 737 k\$ (moyenne des deux méthodes). Les coûts pour cette solution sont résumés au tableau 9-9.

D'autres coûts pourraient être ajoutés à cette liste comme le coût de l'espace requis pour installer ces équipements, le coût associé à l'inventaire de pièces de rechange, au remplacement des batteries, au personnel technique nécessaire etc. Finalement si l'installation de l'ASC n'a pas été prévue au stade de la planification de l'usine, les charges sensibles ne sont probablement pas séparées électriquement des charges non sensibles, et le coût des travaux de modification devrait être considéré.

#### ***9.2.3.3.Solution 3: Parc Industriel Haute Qualité configuration no 1.***

**Interrupteur de transfert rapide:** Le coût de l'ITR, avec spécifications appropriées (25kV, 600 A.) est d'environ 0.7 M\$. Le coût de la deuxième ligne de distribution requise varie évidemment avec sa longueur au coût unitaire d'environ 40 k\$/km. En zone urbaine nous pouvons supposer que cette longueur sera inférieure à 5 km pour un coût total de 200 k\$. Les pertes électriques, selon le manufacturier, sont de 0.5% à puissance nominale, soit 125 kW pour un coût annuel d'environ 25 k\$. L'entretien d'un tel système se résume à nettoyer les filtres 4 fois par année. Moins de 12 heures par année (incluant le temps de transport) sont requises pour cet entretien soit un coût annuel d'environ 600\$ (50\$/heure).

**Compensateur statique de type parallèle (DSTATCON):** Le DSTATCON qui sert à régulariser la tension locale du parc coûte aux environs de 400k\$ pour l'unité de 2 MVAR

nécessaire dans cette configuration. Les pertes électriques sont de l'ordre de 1.5 % de la puissance nominale (2MVAR), soit 30 kW pour un coût annuel de 6k\$. Les coûts d'entretien sont du même ordre de grandeur que pour le commutateur (nettoyage des filtres) donc de 600\$/année.

Le coût des pertes de production non évitées est associé aux creux de tension, coupures brèves et pannes affectant simultanément les deux lignes de distribution, rendant inutile le transfert entre les deux. Ce type d'événements doit provenir du côté haute tension du poste de distribution ou de plus loin encore si les deux lignes proviennent de deux postes différents. Selon le tableau 9-3, ceci se produit 1.5 fois/année pour les creux de tension et interruptions brèves et 0.3 fois/année pour les pannes. Ceci nous donne un coût annuel moyen de 210 k\$. Les coûts pour cette solution sont résumés au tableau 9-9.

De façon à rendre cette comparaison équitable nous devons tenir compte des coûts évités aux clients quant à la correction du facteur de puissance, des harmoniques et du papillotement qui est prise en charge par le DSTATCON. Prenons comme hypothèse conservatrice que chaque client de 3 MVA installerait au minimum 600 kVAR de condensateurs. On suppose de plus que ces condensateurs sont avantageusement convertis en filtres compensant du même coût le facteur de puissance et les harmoniques. Le coût de ces 4.8 MVAR de filtre au total est de 360 k\$. Ce qui compense presque le coût du DSTATCON.

Les coûts supplémentaires associés à l'espace requise pour installer ces équipements, l'inventaire de pièces de rechange etc. ne sont pas considérés puisqu'ils n'ont pas été considérés dans la solution précédente. On peut toutefois raisonnablement supposer qu'ils seront moindres dans cette solution. De plus les coûts évités aux clients pour l'installation d'équipement de compensation du papillotement n'ont pas été considérés ici par souci de

simplicité. À noter toutefois que ces deux derniers points contribueraient à réduire le coût de cette solution par rapport à la précédente.

**9.2.3.4. Solution 4: Parc Industriel Haute Qualité configuration  
no 2.**

**Compensateur statique de type série (DVR):** Le coût du DVR avec spécifications appropriées (25kV, 10 MVA, 2.5 MJ) est d'environ 4.0 M\$, c'est à dire 300\$/kVA pour le DVR lui-même et 400\$/kJ pour l'accumulateur. Les pertes électriques, selon le manufacturier, sont de 2% à puissance nominale, soit 200 kW pour un coût annuel d'environ 40 k\$. L'entretien d'un tel système se résume à nettoyer les filtres 4 fois par année. Moins de 12 heures par année (incluant le temps de transport) sont requises pour cet entretien soit un coût annuel d'environ 600\$ (50\$/heure).

**Compensateur statique de type parallèle (DSTATCON):** Les coûts du DSTATCON qui sert à régulariser la tension locale du parc, sont les mêmes que dans la solution no 3, de même que le coût initial évité des condensateurs et filtres des clients.

Les pertes de production non évitées sont celles associées aux pannes et aux creux de tension et coupures brèves trop sévères ou trop longs pour la capacité du DVR. Le tableau 9-7 reprend le tableau 9-3 en enlevant les perturbations corrigées par le DVR, selon les résultats du chapitre 4. Le coût associé à ses pertes non évitées est de 1.05M\$. Les coûts pour cette solution sont résumés au tableau 9-9.



**Tableau 9-7. Pertes de production non évitées**

Événements causant effectivement des pertes de production	Nombre moyen d'événements / année		
	total	MT	HT
Pertes de production dues à des creux de tension	3.1	2.7	0.4
Pertes de production dues à des coupures brèves	1.6	1.6	0
Pertes de production dues à des pannes	2	1.7	0.3
TOTAL	6.7	6.0	0.7

**9.2.3.5. Solution 5: Parc Industriel Haute Qualité configuration no 3.**

Cette solution étant un amalgame des solutions 3 et 5, vous réferez à ces solutions pour les coûts relatifs à l'ITR est au DVR.

Les pertes de production non évitées sont celles associées aux pannes et aux creux de tension et coupures brèves, provenant du réseau haute tension et trop sévères ou trop longs pour la capacité du DVR. Le tableau 9-8 reprend le tableau 9-3 en enlevant les perturbations corrigées par le DVR et l'ITR. Le coût associé à ses pertes non évitées est de 138 k\$. Les coûts pour cette solution sont résumés au tableau 9-9.

**Tableau 9-8. Pertes de production non évitées**

Événements causant effectivement des pertes de production	Nombre moyen d'événements / année		
	total	MT	HT
Pertes de production dues à des creux de tension	0.4	0	0.4
Pertes de production dues à des coupures brèves	0	0	0
Pertes de production dues à des pannes	0.3	0	0.3
TOTAL	0.7	0	0.7

Le tableau suivant résume les coûts des différentes solutions.

**Tableau 9-9 Coûts des solutions pour le scénario moyen.**

Coûts	solution 1	solution 2	solution 3	solution 4	solution 5
<b>Coût initial</b>		10 M\$	1.3 M\$	4.4 M\$	5.3 M\$
<b>Coût d'exploitation</b>		0.24 M\$/année	0.031 M\$/année	0.046 M\$/année	0.071 M\$/année
<b>Coût de maintenance</b>		0.3 M\$/année	0.0012 M\$/année	0.0012 M\$/année	0.0018 M\$/année
<b>Coût des pertes de production non évitées</b>	1.4 M\$/année	0.74 M\$/année	0.210 M\$/année	1.05 M\$/année	0.138 M\$/année
<b>Coût initial évité</b>			- 0.36 M\$	- 0.36 M\$	- 0.36 M\$

Les coûts des équipements des trois dernières solutions sont évalués selon les informations disponibles à ce jour des manufacturiers. Le coût de ces systèmes est dominé par celui de l'électronique de puissance. Toutefois des améliorations dans la technologie et une réduction de coût due au volume de production, et à la compétition sont attendues dans les 10 prochaines années ce qui contribuera à améliorer le coût total de ces systèmes. Certains auteurs <sup>18</sup> prévoient une réduction de 75% du coût actuel grâce à un développement agressif du marché et de la technologie. Les distributeurs d'électricité aux États-Unis ont identifié un marché pour ces technologies <sup>32</sup> et toute utilisation de ces technologies, même au prix d'aujourd'hui, aidera à une éventuelle réduction des coûts.

#### 9.2.4. Flux monétaires.

Le tableau 9-10 montre, pour le scénario moyen, les flux monétaires des solutions ainsi que leurs coûts actualisés et annuels.

**Taux d'actualisation: 9.3%**

**Période d'analyse: 20 ans**

**Tableau 9-10 Flux monétaire des solutions en M\$ pour le scénario moyen**

Solution	année					coût actualisée	coût annuel
	0	1	2	....	20		
1		1.4	1.4	....	1.4	12.5	1.4
2	10	1.28	1.28	....	1.28	21.4	2.4
3	0.94	0.24	0.24	....	0.24	3.08	0.34
4	4.04	1.1	1.1	....	1.1	13.9	1.55
5	4.94	0.21	0.21	....	0.21	6.82	0.76

On constate immédiatement que les solutions no 2 et 4 sont à rejeter puisque non rentable, pour le scénario moyen du moins. En effet leur coût actualisé est supérieur au coût actualisé de la solution no 1 qui représente le statu quo. Ceci s'explique par les hypothèses conservatrices que nous avons posées pour le scénario moyen. Par exemple, dans un scénario relativement peu perturbé et avec des coûts de pertes de production moyens, il n'est pas rentable pour un client de 3 MVA avec 40% de charge sensible de s'installer un ASC. Cette solution devient rentable pour les clients dont les pertes de production sont significativement plus coûteuses. Par exemple si on prend un coût de 8\$/kVA comme le propose<sup>28,29</sup>, cette solution devient rentable.

Par contre la solution proposée par le distributeur, à savoir de regrouper ces clients dans un parc industriel à haute-qualité s'avère très rentable avec une valeur annuelle de 340 k\$

par rapport à 1.4 M\$ si rien n'est fait. Évidemment la rentabilité de cette solution augmentera avec le coût des pertes production et la fréquence des perturbations.

#### 9.2.5. Analyse de sensibilité.

Comme vu plus haut, certaines solutions non rentables peuvent le devenir si on augmente le coût des pertes de production ou le nombre de perturbations résultant en de telles pertes. Le graphique de la figure 9-2 illustre l'évolution des coûts actualisés des différentes solutions lorsqu'on fait varier de façon linéaire le coût des pertes de production ou le nombre d'événements perturbateurs. Ainsi, puisque le scénario fort correspond à 50% plus de perturbations, le multiplicateur est de 1.5. De la même façon, le scénario moyen et faible correspondent respectivement à des multiplicateur de 1.0 et 0.5. Finalement, ces multiplicateurs (0.5, 1 et 1.5) peuvent représenter, dans le scénario moyen, des situations où les coûts des pertes de production sont respectivement deux fois moindre, égaux ou 50% plus élevés que les chiffres avancés plus haut (tableau 9-4 et 8-5).

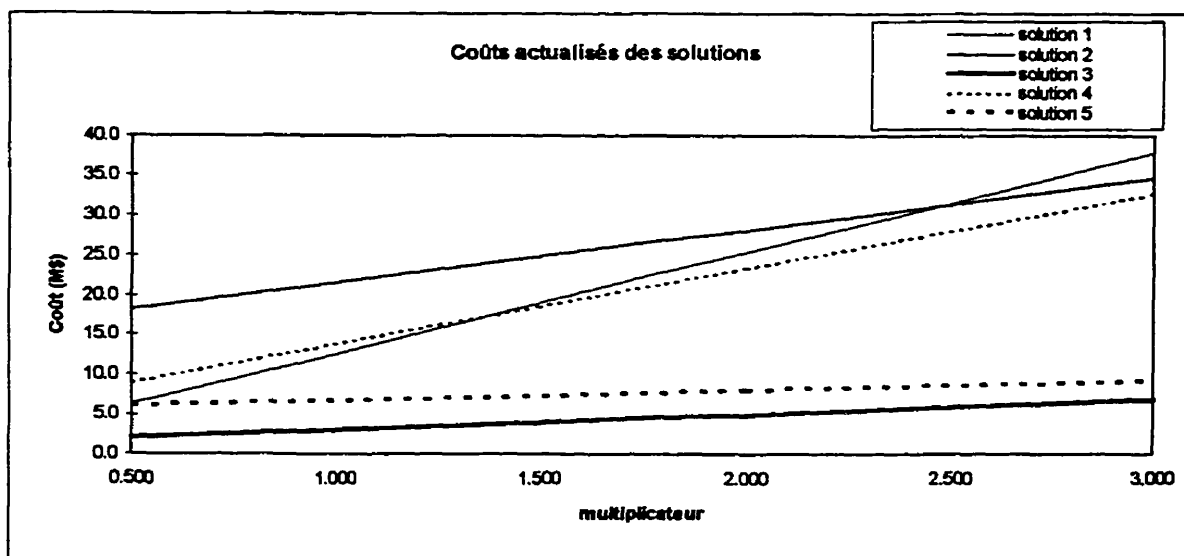


Figure 9-2. Analyse de sensibilité de la rentabilité des solutions.

On peut voir sur ce graphique de sensibilité que la solution 4 devient rentable dans un scénario fort, ou si les pertes sont plus coûteuses de 50%. La solution 2 quant à elle, serait rentable seulement avec un multiplicateur de 2.5, soit dans une industrie très perturbée, très sensible et où les pertes sont très coûteuses.

De la même façon on voit que la solution 5 n'est plus rentable dans un scénario faible. Toutefois on remarque que cette solution est la moins sensible à l'augmentation du nombre ou du coût des pertes de production non évitées. Ce qui était prévisible étant donné que cette solution corrige presque toutes les perturbations.

La solution 3, quant à elle, reste toujours rentable et constitue la meilleure des cinq, même si cette solution sauve moins de pertes de production que sa rivale la solution no 5. Autrement dit, les coûts d'investissement relié à l'équipement supplémentaire de la solution 5 par rapport à la solution 3, ne sont pas compensés par les pertes évitées supplémentaires. Toutefois, on voit sur le graphique, que cette situation pourrait changer si le nombre et le coûts des pertes non évitées augmentaient dramatiquement. D'autant plus que la rentabilité de la solution 5 est probablement sous-estimée, puisque que nous avons négligé les pertes de production causées par les surtensions de manoeuvre, que peut corriger le C.S.S.

### **9.3. FACTURATION DU SERVICE OPTIONNEL**

Le coût annuel réel de la solution 3 pour le distributeur est de 178 k\$ (valeur actualisée de 1.59 M\$) puisque pour calculer ce coût réel, le coût initial évité de 360 k\$ ne doit pas dans ce cas être soustrait au coût d'investissement initial de 1.3 M\$ et le coût des pertes non évitées ne doit pas non plus être additionné. Ainsi, en facturant ce service optionnel aux clients du parc à plus de 178 k\$/année pour l'ensemble des clients (22k\$ par client),

le distributeur obtiendrait un taux de rendement supérieur au taux d'actualisation de 9.3%. Par exemple, si la facture s'élève à 300k\$ (38k\$ par client), le distributeur obtient un taux de rendement de 18% .

En résumé, chaque client, moyennant une prime de 38k\$ sur leur facture annuelle d'électricité (de l'ordre de 3 M\$ pour cette puissance souscrite) sauve environ 175 k\$ et plus en pertes de production, plus les autres avantages compris dans ce plan.

#### **9.4. CONCLUSION.**

Nous avons montré dans ce chapitre que la solution optimale au problème des pertes de production associées aux perturbations de l'alimentation pouvait résider du côté réseau du compteur d'énergie et qu'il était possible pour le distributeur d'offrir à ses clients industriels et commerciaux des services optionnels intéressants sur le plan financier pour les deux parties. Dans un environnement compétitif, les compagnies qui offriront une qualité de service supérieure à un prix attrayant, se verront choisies par les clients, ce qui entraîne toujours les meilleures relations d'affaires à long terme.

La rentabilité des solutions réseau dépend évidemment de l'ampleur des pertes de production, en nombre et en coût. Il se dégage toutefois de notre analyse que ce type de solution est plus rentable que les solutions du type ASSC, surtout lorsque partagé par plusieurs clients dans un parc industriel.

Certaines solutions, comme les solutions 2 et 4, peuvent être appliquées aux clients individuels de 3 MVA avec la même rentabilité, étant donné que nous avons assumé une répartition uniforme du coût des pertes chez les 8 clients du parc et que les technologies correspondantes (ASSC, DVR et STATCON) peuvent être dimensionnées

proportionnellement à la taille du client et que leur coût varie à peu près linéairement avec la puissance nominale de l'équipement.

Par contre, les solutions utilisant l'TTR sont moins rentables pour des clients individuels étant donné qu'en général, les modèles disponibles sur le marché ont des spécifications fixées à 600 A. pour la tension nominale 25 kV. Certains manufacturiers comme Joslyn, offrent bien des modèles à 200 A., mais la réduction de prix n'est pas proportionnelle.

Finalement, émettons la réserve que l'analyse de rentabilité établie plus haut, suppose un fonctionnement des technologies utilisées conformes aux spécifications des manufacturiers. La performance de certaines des particularités de ce fonctionnement n'ayant pu être testée par nos simulations, faute d'avoir à notre disposition un modèle complet, nous devons nous fier à ces spécifications des fabricants. Encore une fois, des essais devront être réalisés avec les systèmes réels dans un simulateur temps réel ou en réseau, pour valider ces hypothèses.

## **10. CONCLUSION GÉNÉRALE.**

L'avènement des Technologies de l'Onde sur Mesure étant relativement récent, la littérature existante à leur sujet est surtout l'œuvre des concepteurs et manufacturiers. Pendant ce temps, très peu d'expériences pratiques ont été réalisées sur les réseaux, d'où la rareté des informations donnant le point de vue de l'utilisateur, quant aux performances réelles de ces dispositifs.

Ce mémoire avait pour objet justement de combler en partie ce vide en évaluant ces technologies du point de vue de l'utilisateur, soit l'ingénieur de réseaux de distribution. Sa mission est de planifier, concevoir, exploiter et maintenir le réseau de façon à alimenter la charge au plus bas coût possible, tout en respectant certains critères de qualité de service. Celui-ci est donc plus intéressé par les effets et performances des technologies dans des conditions réalistes de réseaux, que par les détails de leur conception. Ce mémoire n'est donc pas un traité d'électronique de puissance, de commande ou encore de simulation numérique des réseaux mais se veut plutôt un guide d'application destiné à l'ingénieur de réseaux de distribution qui aura à décider de la pertinence d'utiliser ces technologies.

### ***10.1. DU POINT DE VUE TECHNIQUE***

Du point de vue technique, l'évaluation des performances des systèmes a été réalisée à l'aide de simulations numériques avec EMTP. Nous avons utilisé des modèles rendus disponibles par les fabricants, que nous avons modifiés ou complétés dans le cas de l'ITR. Ces simulations n'ont pas la prétention de représenter parfaitement la réalité, dans la mesure où la modélisation numérique d'un système complexe est toujours imparfaite et



incomplète. Ces simulations ont plutôt pour objet d'évaluer sommairement l'efficacité des T.O.S.M., de déceler leurs problèmes d'application et de dresser un portrait de compréhension général de leur comportement dynamique en présence de perturbations typiques d'un réseau de distribution.

En ce qui concerne l'interrupteur de transfert rapide, les résultats du chapitre 5 nous permettent de conclure que cette technologie remplit bien sa fonction, qui est de transférer rapidement les charges sensibles d'un client d'une ligne d'alimentation normale affectée d'une perturbation, à une ligne de relève non affectée. Il est surtout efficace en ce qui concerne les creux de tension, ce qui justement représente la pire menace pour les procédés sensibles. Les résultats des sections 5.6.6 et 5.6.8 suggèrent toutefois des améliorations de notre système de commande, pour empêcher les transferts non requis lorsque les tensions sont affectées d'oscillations.

Le compensateur statique de type série, quant à lui, est surtout efficace contre les creux de tensions de faible amplitude qui constituent la majorité des événements sur un réseau de distribution typique. Pour les creux de tension plus sévères, nos simulations indiquent des problèmes de saturation et d'instabilité, qui peuvent probablement se régler par des ajustements de la commande. Une avenue de recherche intéressante pour les manufacturiers de C.S.S. pourrait être d'intégrer la compensation de la composante homopolaire dans la stratégie de commande, plutôt que de la traiter comme ici de façon externe comme expliqué à la section 6.5. Ceci impliquerait la généralisation du formalisme mathématique (chapitre 4) de deux à trois dimensions, de façon à inclure l'axe homopolaire, et le développement d'une stratégie de commande capable d'injecter des tensions de séquence homopolaire. Rappelons simplement que ce formalisme mathématique a d'abord été développé pour le contrôle des compensateurs statiques avancés utilisés pour la compensation dynamique des lignes de transport d'énergie. Il est par conséquent, beaucoup plus adapté aux conditions prévalants sur les réseaux haute

tension, et moins efficace lorsqu'il s'agit de corriger les perturbations sur un réseau de distribution

Les résultats du chapitre 7 indiquent que le compensateur statique de type parallèle remplit bien son rôle de protéger le réseau contre les effets d'une charge perturbatrice. Il est surtout efficace en ce qui concerne les fluctuations de tension triphasée et équilibrée causant du papillotement, comme c'est le cas pour les clients possédant plusieurs moteurs démarrant plusieurs fois par jour. Ce cas est le plus fréquent à Hydro-Québec avec les nombreuses scieries et mines et autres industries à charge fluctuante, souvent raccordés à la fin de longues lignes de distribution. Par contre pour les cas de papillotement dus à des charges fluctuantes déséquilibrées comme les fours à arc, les simulations démontrent que ce système n'est pas idéal. Voici probablement une avenue de recherche intéressante pour les manufacturiers, à savoir développer une stratégie de commande et un onduleur capable d'injecter des courants réactifs homopolaire pour compenser ce type de charge.

À moins qu'il ne soit jumelé à un accumulateur d'énergie et un interrupteur d'isolation rapide, le C.S.P. n'est pas prévu pour compenser les creux de tension de fortes amplitudes provenant du réseau. Mais selon nos statistiques sur les creux de tension (voir tableau 2-6 et 2-8) la majorité sont de faible amplitude et on a vu que le système peut compenser ces faibles creux de tension jusqu'à concurrence de sa puissance nominale. Il s'agit donc d'une valeur ajoutée si on a déjà justifié le compensateur pour sa raison d'être première. Par contre, la majorité des creux de tension provenant du réseau est également de nature monophasée, et le système est déjà moins efficace dans ce cas.

Comme mentionné plus haut, nos évaluations des performances des T.O.S.M., ont été réalisées à partir de modèles simplifiés de leur système de commande. De plus, pour l'ITR, nous avons nous même développé une partie du modèle à partir de notre propre compréhension de comment devrait fonctionner l'ITR. À partir de ces modèles simplifiés,

il nous fut possible de voir où étaient les problèmes potentiels d'application des technologies. Toutefois ces simulations ne sont pas suffisantes pour une validation complète et les problèmes de performance que nous avons notés sont peut-être déjà réglés dans les systèmes disponibles sur la marché.

La prochaine étape serait donc de tester les différents systèmes disponibles sur le marché à l'aide d'un simulateur en temps réel, comme celui disponible à l'IREQ. Il s'agit alors d'interfacer le système de commande réel d'un de ces systèmes avec la représentation à échelle réduite du réseau et de simuler son comportement dynamique en provoquant des perturbations, un peu comme on l'a fait ici, en temps différé, à l'aide d'EMTP. Le fait de tester directement le système de commande réel ne laisse plus de doute sur les résultats. Un autre avantage des essais en temps réel est la possibilité de réaliser des centaines d'essais à répétition dans un temps très court, étant donné que chaque simulation dure quelques centaines de ms. Par exemple, en ce qui concerne l'ITR, on a vu que le temps de transfert dépend de plusieurs paramètres comme le moment exact où survient l'événement dans la période de l'onde, l'amplitude du creux, le nombre de phases affectées, etc. Des essais statistiques sont donc facilement réalisables en temps réel en variant ces paramètres pour obtenir ainsi des résultats statistiques sur la performance et la fiabilité du système réel.

Ultimo, une phase d'expérimentation en réseau chez un client réel subissant des pertes de production serait indiquée, pour vérifier le comportement et la fiabilité de l'ITR dans un environnement réel. Ceci permettrait également de valider la compatibilité électromagnétique entre cette alimentation électrique de qualité supérieure et les charges sensibles d'un ou de plusieurs clients.

## **10.2. DU POINT DE VUE ÉCONOMIQUE**

Nous avons montré au chapitre 9, qu'en utilisant de façon judicieuse les T.O.S.M., la solution optimale au problème des pertes de production associées aux perturbations de l'alimentation pouvait résider du côté réseau du compteur d'énergie et qu'il était possible pour le distributeur d'offrir à ses clients industriels et commerciaux des services optionnels intéressants sur le plan financier pour les deux parties.

La rentabilité des solutions réseau dépend évidemment de l'ampleur des pertes de production, en nombre et en coût. Il se dégage toutefois de notre analyse que ce type de solution est plus rentable que les solutions du type ASSC, surtout lorsque partagé par plusieurs clients dans un parc industriel.

Certaines solutions, comme les solutions 2 et 4, peuvent être appliquées aux clients individuels de 3 MVA avec la même rentabilité, étant donné que nous avons assumé une répartition uniforme du coût des pertes chez les 8 clients du parc et que les technologies correspondantes (ASSC, DVR et STATCON) peuvent être dimensionnées proportionnellement à la taille du client et que leur coût varie à peu près linéairement avec la puissance nominale de l'équipement.

Par contre, les solutions utilisant l'ITR sont moins rentables pour des clients individuels étant donné qu'en général, les modèles disponibles sur le marché ont des spécifications fixées à 600 A. pour la tension nominale 25 kV. Certains manufacturiers comme Joslyn, offrent bien des modèles à 200 A., mais la réduction de prix n'est pas proportionnelle.

Finalement, émettons la réserve que l'analyse de rentabilité établie plus haut, suppose un fonctionnement des technologies utilisées conformes aux spécifications des manufacturiers. La performance de certaines des particularités de ce fonctionnement

n'ayant pu être testée par nos simulations, faute d'avoir à notre disposition un modèle complet, nous devons nous fier à ces spécifications des fabricants. Encore une fois, des essais devront être réalisés avec les systèmes réels dans un simulateur temps réel ou en réseau, pour valider ces hypothèses.

### ***10.3. EN GÉNÉRAL***

En guise de conclusion générale, nous sommes d'avis que les Technologies de l'Onde sur Mesure sont des technologies prometteuses, même si des développements supplémentaires sont requis pour mieux les adapter aux caractéristiques des réseaux de distribution.

L'Onde sur Mesure est une solution technologique innovatrice dans une industrie qui a vu très peu d'innovation technologique ces dernières années. Ces concepts pourraient donner aux planificateurs des réseaux de distribution un ensemble d'outils permettant à leur entreprise d'offrir une qualité de service sur mesure et garantie à leurs clients.

Dans un environnement compétitif, les compagnies qui offriront une qualité de service supérieure à un prix attrayant, se verront choisies par les clients, ce qui entraîne toujours les meilleures relations d'affaires à long terme.

## 11. RÉFÉRENCES.

---

<sup>1</sup> WOODLEY N.H., SARKOZI M., SUNDARAM A., TAYLOR G.A., (Mai 95). Custom Power: The Utility Solution. 13th International Conference on Electrical Distribution (CIRED).Bruxelles

<sup>2</sup> ALLARD, G., BEAULIEU, G., MAHIEUX, J.B., (octobre 96). Valeurs préliminaires des caractéristiques électriques des tensions d'alimentation du réseau d'Hydro-Québec. Quatrième Forum annuel québécois sur la qualité de l'électricité et les harmoniques.

<sup>3</sup> Règlement 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité. Loi sur Hydro-Québec. (L.R.Q.,c.H-5,a.22.0.1)

<sup>4</sup> RUEST, D., ( novembre 96). Mesure de creux de tension et d'interruptions brèves selon l'UIE. Rapport IREQ-96-107.

<sup>5</sup> BERGERON, R., ÉTHIER, G., (décembre 95). Mesure de la qualité de l'onde sur le réseau haute tension. Rapport IREQ-95-305.

<sup>6</sup> ANSI/IEEE Std 446-1987, Recommended Practice for emergency and standby power for industrial and commercial applications.

<sup>7</sup> Guide for Application of Power Electronics for Power Quality Improvement on Distribution Systems Rated 1 kV through 38 kV. P1409, IEEE Working Group on Voltage Quality. Document préliminaire no 1.0, février 1997.

---

<sup>8</sup> SCHAUDER, C., MEHTA, H., (July 1993). Vector analysis and control of advanced static VAR compensators. IEE Proceeding-C, Vol 140, No. 4, pp 299-306.

<sup>9</sup> CYBEREX, (SEPT 1994). « Static transfer switch: Design and testing », Power Quality Assurance, vol. 5, no. 5, pp.39-42

<sup>10</sup> WOODLEY, N.H., (1995). « Solid state custom power products for distribution feeder power quality improvement », Westinghouse Electric Corporation. Document technique interne.

<sup>11</sup> ABB, (SEPT 1996). « With ABB's silicon transfer switch », Brochure publicitaire 34-300.

<sup>12</sup> JOSLYN, (AOUT 1996). « Fastran Switches - The fastest power quality sensing and transfer switch in the world ». Brochure publicitaire D.B. 770-501.

<sup>13</sup> SCHWARTZENBERG J.W., DE DONCKER R.W., (1995). « 15 kV Medium voltage static transfer switch » Article de conference IAS 95, vol. 3, pp2215-20.

<sup>14</sup> ABI-SAMRA, N., SUNDARAM, A. (1996) Westinhouse Electric Corporation. The distribution system voltage restorer and its applications at industrial facilities with sensitive load, PCIM Power System World Conference.

<sup>15</sup> GYUGYI, L., (Sept/Oct1979). Reactive power generation and control by thyristor circuits. IEEE Trans. Ind. Appl., vol. IA-15, no. 5, pp 521-532.

---

<sup>16</sup> GYUGYI, L., (April 1994). Dynamic Compensation of AC Transmission Lines by Solid-State Synchronous Voltage Sources. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, pp 904-911.

<sup>17</sup> CAVE, J., (1995).Technologie des systèmes de stockage magnétique d'énergie supraconducteur`` Rapport 1995-Évaluation de la technologie, IREQ-95-375-C,

<sup>18</sup> SCHOENUNG S.M., MEIER W.R., BIERI, R.L., (JUNE 1994) ``Small smes technology and cost reduction estimates`` IEEE transactions on energy conversion, Vol 9, no 2, pp 231-237

<sup>19</sup> SCHAUDER, C., GERNHARDT,M. STACEY, E., LEMAK,T.,GYUGYI, L. (July 1995). Development of a 100 MVAR static condenser for voltage control of transmission systems. IEEE Trans. Pow. Deliv., vol. 10, no. 3. pp 1486-1496.

<sup>20</sup> JONCQUEL, E.(mai 1993) Modélisation d'un compensateur statique avancé avec EMTP. Collection de notes internes de la Direction des études et recherche EDF France.

<sup>21</sup> PADIYAR, K.R., LAKSHMI DEVI, A.(1994). Control and simulation of static condenser. article de conférence No. 94ch3364-7, IEEE/APEC, New-York, USA.

<sup>22</sup> KAGALWALA, R., VENKATA,S.S.,LAURITZEN, P.O., SUNDARAM, A., ADAPA,R., SASTRY, V.V., (Sept. 1995). Models of a distribution static condenser (STATCON) for EMTP. IPST 95-international Conference on Power Systems Transients, Lisbon, Spain. pp 442-447



---

<sup>23</sup> GYUGYL, L., (April 94). Dynamic Compensation of AC Transmission Lines by Solid-State Synchronous Voltage Sources, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, pp 904-911.

<sup>24</sup> STAHLKOPF K.E., EPRI JOURNAL, Focus on Distribution System Trends, Electric Light and Power, May 1996

<sup>25</sup> DUGAN R.C., RAY L.A., SABIN D.D., BAKER G., C GILKER., SUNDARAM A., Fast tripping of Utility Breakers and Industrial load Interruptions, IEEE Industry Applications Magazine, May/June 1996.vol. 2, Iss.3, pp 55-64

<sup>26</sup> NAGGAR R., Enquête sur le coût des interruptions d'électricité dans les industries au Québec, Ventes et Qualité du Service, Hydro-Québec, 1989.

<sup>27</sup> OTAL S., SMITH C., Acres International Limited, (Oct. 96). Values Based Distribution Reliability lanning, Canadian Electricity Association, Distribution Planning Conference # 16, Oct. 96.

<sup>28</sup> LEHTONEN M., (mai 95) Électricity Supply Outage Costs in the Nordic Countries, 13ème Congrès Internationale des Réseaux Électriques de Distribution CIRED, Vol.1,pp2.06.1-6, mai 95, Bruxelles.

<sup>29</sup> KARIUKU K.K.,( mai 95) Assesment of Customer Outage Costs Due to Electricity Service Interruptions, 13ème Congrès Internationale des Réseaux Électriques de Distribution CIRED, Vol.1,pp2.05.1-6, Bruxelles.

---

<sup>30</sup> WAGNER J.P., (92). NCR Corporation, The cost of Power Quality in the ITE Industry, PQA Conference 1992, Atlanta. pp A-3:1-4

<sup>31</sup> T ROUGHAN., FREEMAN P., (92). Power Quality and the electric utility, Reducing the impact of feeder faults on customers. PQA Conference 92, Atlanta. Pp A-6:1-5

<sup>32</sup> DOUGLAS J., (mai 96). Custom Power: Optimizing Distribution Services, EPRI JOURNAL, May 1996. pp 7-15

## **ANNEXE A: LES CARACTÉRISTIQUES DES TENSIONS D'ALIMENTATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'HYDRO-QUÉBEC.**

### ***A.1 TENSION PERMANENTE***

#### **Généralités**

L'amplitude de la tension permanente constitue une caractéristique de base pour décrire l'environnement électrique des réseaux, car elle définit la plage des valeurs efficaces des tensions d'alimentation pour le fonctionnement des appareils électriques.

#### **Causes**

Dans un réseau électrique, l'amplitude de la tension permanente dépend des caractéristiques de conception et de l'état du réseau ainsi que des variations de charge auxquelles ce réseau est soumis. Dans les conditions habituelles d'exploitation, il est d'usage de corriger la tension à certains points du réseau, par exemple dans les postes de transformation ou sur les lignes de distribution.

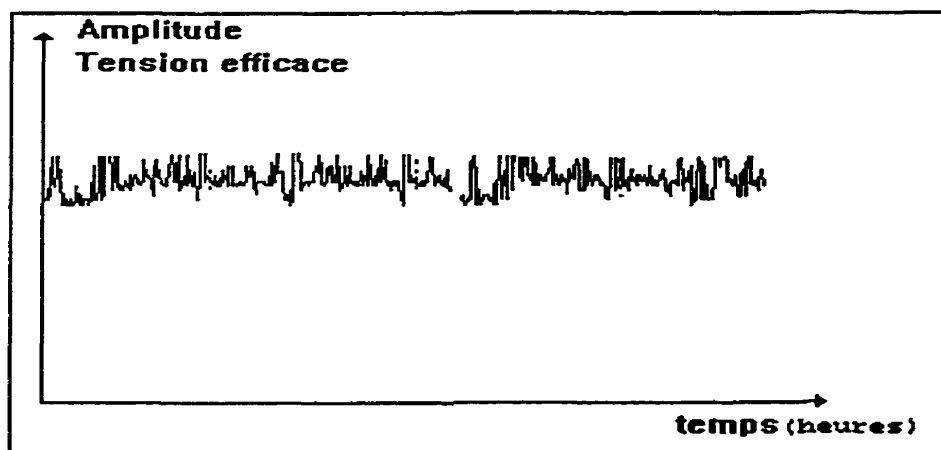


Figure A- 1 Exemple de profil de l'amplitude de la tension efficace en fonction du temps.

### Valeurs cibles

En basse et en moyenne tension, les plages des valeurs cibles des tensions permanentes en conditions habituelles d'exploitation correspondent aux valeurs définies par la norme ACNOR C235-83. Pour la haute tension, la plage est fixée par le règlement 634 d'Hydro-Québec.

Erreur! Signet non défini.

TABLEAU A- 1 Valeurs cibles de l'amplitude des tensions permanentes

NIVEAUX DE TENSION D'ALIMENTATION	VALEURS MINIMALES		VALEURS MAXIMALES	
	CONDITIONS EXTRÊMES (valeurs à 99,9 %)	CONDITIONS HABITUELLES D'EXPLOITATION (valeurs à 95 %)		CONDITIONS EXTRÊMES (valeurs à 99,9 %)
Basse tension	$V_n - 15 \%$	$V_n - 11,7 \%$	$V_n + 5,8 \%$	$V_n + 10 \%$
120/240 V	(102/204 V)	(106/212 V)	(127/254 V)	(132/264 V)
347/600 V	(295/510 V)	(306/530 V)	(367/635 V)	(382/660 V)
Moyenne tension	$V_n - 10 \%$	$V_n - 6 \%$	$V_n + 6 \%$	$V_n + 10 \%$

## ***A.2 HARMONIQUES***

### **Généralités**

Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont les fréquences correspondent à des multiples entiers de la fréquence fondamentale (60 Hz). On ne considère dans la présente définition que les perturbations harmoniques de longue durée ; sont donc exclus des mesures les phénomènes transitoires qui peuvent aussi présenter des harmoniques, mais seulement de courte durée.

### **Causes**

Les harmoniques sont créés par des appareils dont la caractéristique tension/courant n'est pas linéaire, comme c'est le cas avec les convertisseurs électroniques de puissance des entraînements de moteurs, les redresseurs utilisés pour l'électrolyse, les fours à arc, etc.

De façon générale, ces équipements produisent des courants harmoniques. En se propageant sur le réseau électrique, ces courants créent des tensions harmoniques qui altèrent la qualité de la tension d'alimentation (distorsions harmoniques)(voir figure A-2).

### **Valeurs cibles et indicatives**

Les valeurs établies pour les réseaux de basse et de moyenne tension se comparent aux niveaux de compatibilité préconisés sur le plan international. Les valeurs des harmoniques impairs multiples du 3<sup>e</sup> rang ont toutefois été haussées pour tenir compte des caractéristiques des réseaux de distribution nord-américains, où le neutre est solidement mis-à-la-terre. En ce qui a trait à la haute tension, les valeurs indicatives présentées ci-dessous répondent à un objectif de coordination des niveaux de perturbations entre réseaux. Le cas échéant, des valeurs plus élevées pourront occasionnellement être

présentes sur le réseau dans la mesure où elles ne causent pas de dépassement des valeurs cibles aux niveaux de tension inférieurs.

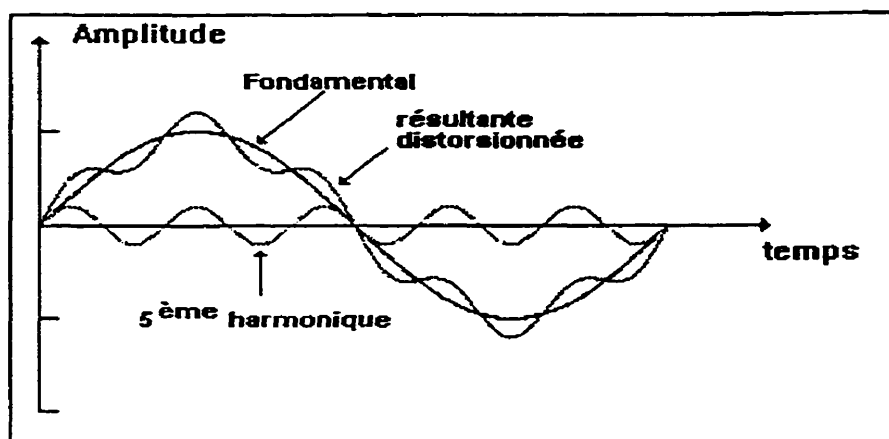


Figure A- 2 Distorsion de l'onde de tension dû à la présence d'un harmonique de 5<sup>e</sup> rang.

TABLEAU A- 2 Valeurs des tensions harmoniques sur le réseau de distribution

Rang (n)	VALEURS CIBLES ( $V_n/V_1$ %)	Rang (n)	VALEURS CIBLES ( $V_n/V_1$ %)
3	6	2	2
5	6	4	1,5
7	5	6	0,75
9	3,5	8	0,6
11	3,5	10	0,6
13	3	12 à 24	0,5
15	2	> 24	d. i.
17	2	TAUX DE DISTORSION (TOTALE)	
19	1,5		
21	1,5		
23	1,5		
25	1,5		
> 25	d. i.	2 à 50	8 %

### A.3 DÉSÉQUILIBRES DE TENSION

#### Généralités

Cet indice sert à caractériser les asymétries permanentes d'amplitude et de déphasage des tensions triphasées (voir figures A-3 et A-4). Le taux de déséquilibre est défini<sup>i</sup>, suivant la méthode des composantes symétriques, comme le rapport entre le module de la composante inverse de tension et celui de la composante directe.

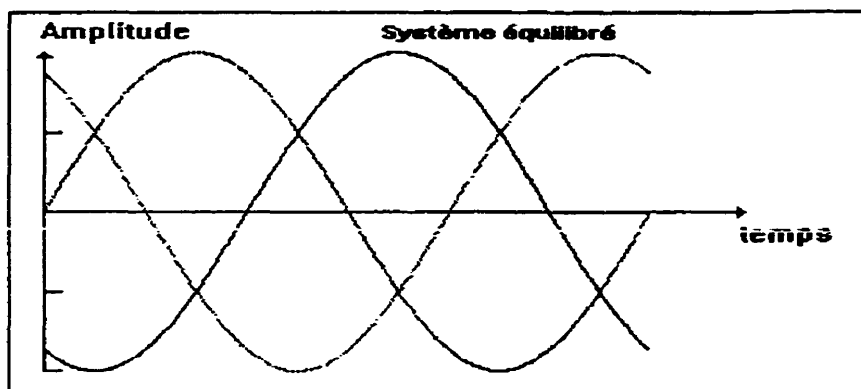


Figure A- 3 Tensions d'un système triphasé équilibré.

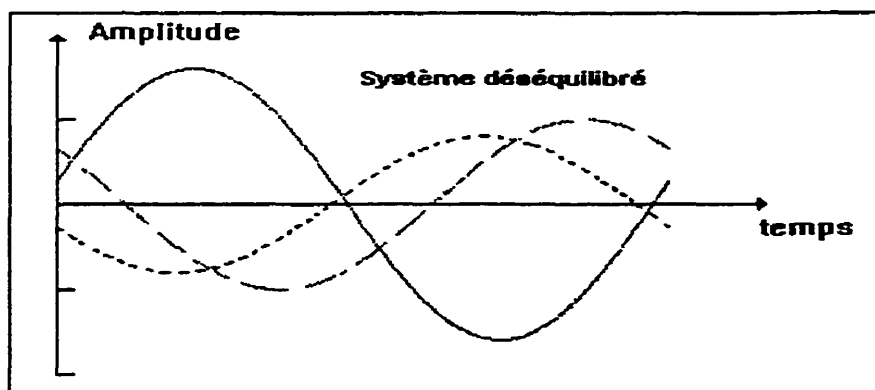


Figure A- 4 Tensions d'un système triphasé déséquilibré en amplitude et en phase.

### Causes

Les déséquilibres de tension ont deux causes principales, soit les déséquilibres de charge et les asymétries d'impédance des lignes du réseau. En basse et en moyenne tension, les déséquilibres de charge peuvent être une cause prédominante des déséquilibres de tension, surtout là où les charges sont monophasées et réparties de façon inégale entre les phases.

### Valeurs cibles

Les valeurs cibles suivantes ne concernent que la composante inverse du déséquilibre, parce que c'est surtout cette composante qui est critique pour les équipements sensibles, notamment les moteurs et les convertisseurs électroniques de puissance.

**TABLEAU A- 3 Valeurs cibles des déséquilibres de tension inverse sur le réseau**

NIVEAU DE TENSION D'ALIMENTATION	ENSEMBLE $V_2/V_1$ (%)	CERTAINES RÉGIONS $V_2/V_1$ (%)
Basse et moyenne tension	2 %	3 %



## **A.4 PAPILLOTEMENT**

### **Généralités**

Le papillotement traduit l'inconfort physiologique éprouvé au niveau de la vision à la suite de changements répétitifs de luminosité de l'éclairage. À certaines fréquences, l'oeil peut percevoir l'effet de très faibles variations de tension dans l'éclairage ; toutefois, la plupart des appareils ne sont pas perturbés par ce phénomène. L'indice utilisé pour évaluer le papillotement de longue durée est l'indice de sévérité ( $P_{lt}$ ), calculé sur deux heures. Le papillotement se mesure avec un flickermètre selon la norme CÉI 868 (future CÉI 1000-4-15)

### **Causes**

Le papillotement peut être causé par les charges électrodomestiques, mais le plus souvent il est dû à des charges industrielles, comme celles des machines à souder, laminoirs, gros moteurs à charge variable, fours à arc, etc.

### **Valeurs cibles et indicatives**

**TABLEAU A- 4 Valeurs de papillotement sur le réseau**

NIVEAU DE TENSION D'ALIMENTATION	INDICE DE LONGUE DURÉE $P_{lt}$
Basse et moyenne tension	1

### A.5 CREUX DE TENSION

#### Généralités

Les creux de tension sont de brusques réductions ( $\Delta V$ ) de la tension (moins de 90 % de la tension nominale), qui se rétablit après une courte durée ( $\Delta T$ ) variant de huit millisecondes à une minute (voir figure A-5). Il s'agit probablement là des phénomènes les plus contraignants pour les équipements des clients.

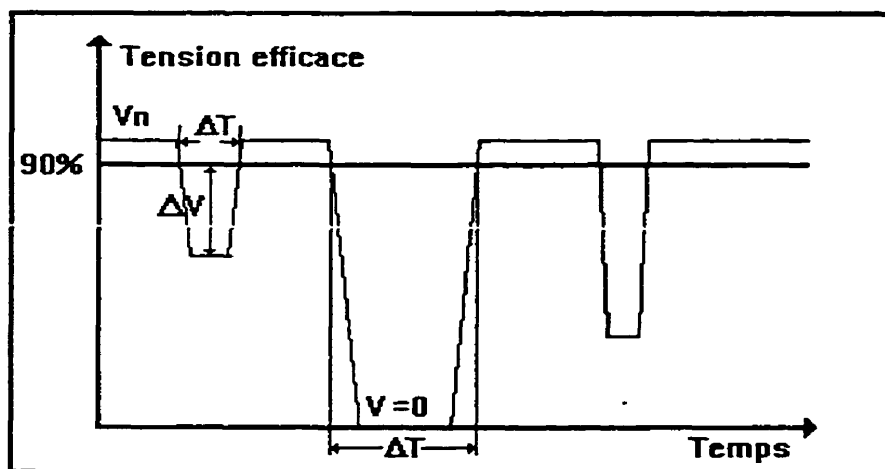
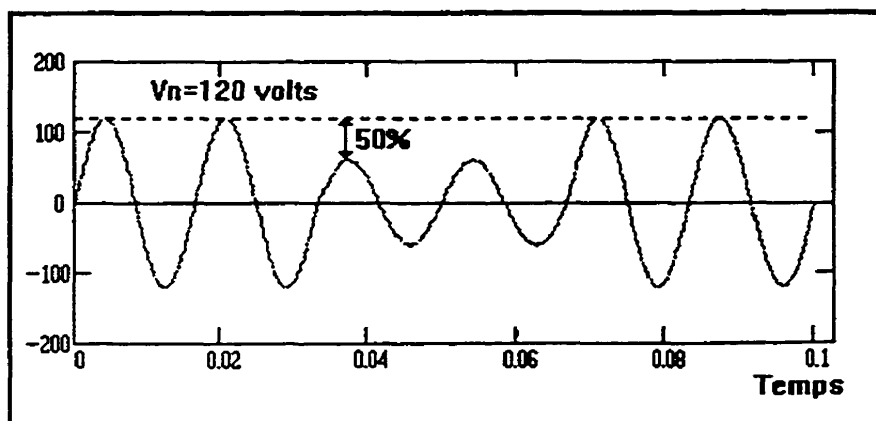


Figure A- 5 Valeur efficace de la tension lors d'un creux de tension

La figure A-6 montre la forme d'onde que présente un creux de tension de 50 % durant deux périodes.



**Figure A- 6** Forme d'onde lors d'un creux de tension de 2 périodes

### **Causes**

Les creux de tension sont généralement attribuables à de forts appels de courant émanant des installations de la clientèle ou à des défauts du réseau. Il s'agit là d'événements aléatoires imprévisibles. La fréquence annuelle de ces événements dépend largement du type de réseau et du point d'observation. Leur répartition sur une année peut être très irrégulière.

### **Valeurs indicatives**

Les valeurs sont établies par réseaux et indiquent le taux d'occurrence des creux de tension présentant une amplitude et une durée comprises dans un intervalle donné. De façon générale, on relève toutes les amplitudes de 10 % à 100 % et toutes les durées de plus d'une demi-période.

**Basse et moyenne tension.** En zone urbaine, avec un réseau de distribution souterrain, un client subirait en moyenne de un à quatre creux de tension par mois ; ce nombre augmente dans les zones rurales. En général, la plupart des creux de tension durent moins d'une seconde et présentent une amplitude inférieure à 60 %.

**Haute tension.** En général, sur le réseau haute tension, la plupart des creux de tension durent moins de 500 millisecondes et présentent une amplitude inférieure à 60 %.

## **A.6 LES COUPURES BRÈVES**

### **Généralités**

Les coupures brèves peuvent être considérées comme des creux de tension d'une amplitude de 100 % (voir figure A-5).

### **Causes**

La plupart du temps, les coupures brèves sont dues à l'action des systèmes de protection des réseaux en vue d'éliminer les défauts. Sur les lignes aériennes, il est de pratique courante d'effectuer des réenclenchements automatiques (de un à trois sur les réseaux de distribution en basse et moyenne tension et un seul sur les réseaux haute tension) dans le but de réalimenter le plus rapidement possible une ligne perturbée par un défaut fugitif. Ainsi, au lieu d'une interruption longue, les clients alimentés par la ligne perturbée ne subiront qu'une à trois coupures brèves dont les durées pourront varier de 0,5 à 60 secondes.

Il importe de souligner que le réenclenchement automatique est utilisé pour assurer une meilleure continuité de service, puisqu'il permet d'éviter les interruptions longues lors de défauts fugitifs. En contrepartie, lorsque le défaut est permanent, le nombre de creux de tension sur les lignes externes augmente quelque peu. Une séquence typique établie par un disjoncteur-réenclencheur lors d'un défaut permanent enregistré sur un réseau de distribution aérien d'Hydro-Québec est illustrée à la figure A-7. Si le défaut était fugitif la tension redeviendrait normale après un ou deux réenclenchements.

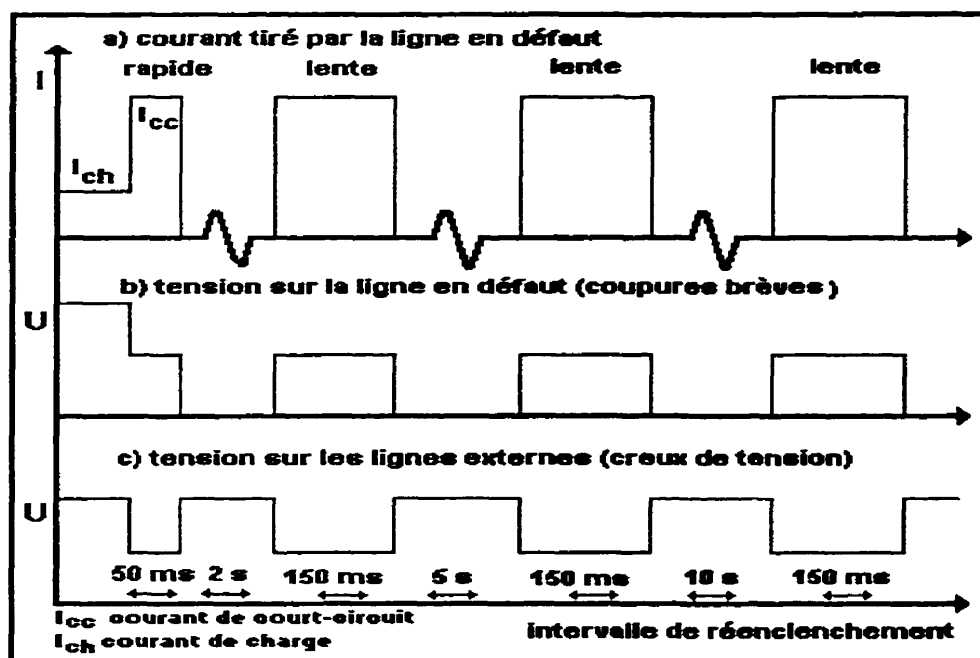


Figure A- 7 Séquence typique d'un réenclencheur d'Hydro-Québec

On ne fait pas de réenclenchements sur les réseaux souterrains.

#### Valeurs indicatives

**Basse et moyenne tension.** Dans les conditions habituelles d'exploitation, le nombre annuel de coupures brèves peut varier de quelques dizaines à une centaine. La durée d'environ 50 % des coupures brèves est inférieure à trois secondes et celle d'environ 90 % ne dépasse pas 20 secondes.

**Haute tension.** Dans les conditions habituelles d'exploitation, on peut compter annuellement quelques dizaines de coupures brèves.

#### Tableaux statistiques.

Les données présentées dans les tableaux qui suivent, proviennent de campagnes de mesure menées 1993-1995 *Erreur! Signet non défini.* *Erreur! Signet non défini.* **Erreur! Signet non défini.** et constituent en fait la performance des réseaux moyenne et haute tension en ce qui a

trait aux creux de tensions et interruptions brèves . Le traitement statistique des données a consisté à retenir la valeur moyenne du nombre de creux pour l'ensemble des sites mesurés, pour chacune des catégories de creux de tension et de coupures brèves (case amplitude-durée). Les cases ombragées représentent des catégories d'événements susceptibles d'affecter le fonctionnement d'équipements, ceci basé sur les courbes de sensibilité typiques connues, comme la courbe CEBMA Erreur! Signet non défini.Erreur! Signet non défini.

**TABLEAU A- 5. Performance moyenne du réseau de distribution**

**Campagne de mesure des creux de tension sur les réseaux de distribution ( moyenne des 26 sites)**

Ampl/durée	8-20ms	20-50ms	50-100ms	100-500ms	500ms-1s	1-3s	3-20s	20-60s	pannes
10%<20%	100	40	20	18	5	2.1	1.8	0.8	-
20%<30%	20	6	4	10	2.6	0.7	0.2	0.3	-
30%<40%	6	3	2	3	1.5	0.7	0	0.1	-
40%<50%	3	2	1	1	0.3	0.2	0	0	-
50%<60%	1.8	0.7	0.5	1	0.2	0.1	0	0	-
60%<70%	0.5	0.2	0.1	0.1	0.1	0.3	0	0	-
70%<80%	0.4	0.15	0.1	0	0	0.1	0	0	-
80%<90%	0.4	0.15	0.1	0	0	0	0	0	-
90%<100%	0.2	0.1	0	0	0	1.9	3.6	0.7	4

En comptant le nombre d'événements dans les cases ombragées, on constate qu'en moyenne, sur les réseaux moyenne tension, 43 événements/année sont susceptibles de perturber les équipements des clients, dont environ 33 creux de tensions, 6.5 interruptions brèves et 4 pannes.

**TABLEAU A- 6. Performance moyenne du réseau haute-tension****Campagne de mesure des creux de tension dans les postes haute-tension ( moyenne des 29 sites)**

Ampli/durée	8-20ms	20-50ms	50-100ms	100-500ms	500ms-1s	1-3s	pannes
10%<20%	113.8	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-
20%<30%	5.9	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	-
30%<40%	2.7	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-
40%<50%	0.4	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	-
50%<60%	3.7	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	-
60%<70%	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
70%<80%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
80%<90%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
90%<100%	0.0	0.5	0.5	0.4	0.0	0.1	0.5

En comptant le nombre événements dans les cases ombragées, on constate qu'en moyenne, sur les réseaux haute tension, 7.3 événements/année sont susceptibles de perturber les équipements des clients, dont environ 5.1 creux de tensions, 1.7 interruption brève et ½ panne (1 panne par 2 années).

### **A.7 LES SURTENSIONS TEMPORAIRES**

#### **Généralités**

Les surtensions temporaires (aussi appelées gonflements de tension) sont de brusques augmentations de la tension (plus de 110% de la tension nominale) qui se rétablit après une courte durée variant de huit millisecondes à une minute.

#### **Causes**

Les surtensions temporaires peuvent être attribuables à des défauts, à des délestages de charge, ainsi qu'à des phénomènes de résonance et autres. Souvent, elles résultent des surtensions qui se produisent sur les phases saines lors de perturbations, par exemple au

moment d'un court-circuit monophasé à la terre. Dans ce cas, s'il y a creux de tension sur une phase, il se manifestera des surtensions temporaires sur les autres phases.

### **Valeurs indicatives**

L'importance des surtensions qui se manifestent lors de courts-circuits monophasés à la terre varie en fonction de l'endroit du défaut, de l'impédance du réseau et du régime de mise à la terre du neutre, comme suit :

- dans le cas des réseaux dont le neutre est effectivement mis à la terre, les surtensions phase-terre survenant sur les phases saines sont généralement inférieures à 140 % et ont une durée typique de quelques cycles à quelques secondes, suivant la rapidité des dispositifs de protection utilisés pour éliminer le défaut ;
- dans le cas des réseaux dont le neutre est isolé ou flottant, les surtensions survenant sur les phases saines peuvent atteindre 180 %. (Les cas de surtensions plus élevées qui se manifestent en cas de défaut d'arc à la terre, quand la mise à la terre est de type capacitive, sont exclus de ces mesures).

## ***A.8 SURTENSIONS TRANSITOIRES***

### **Généralités**

On classe généralement dans cette catégorie les perturbations de très courte durée, qui durent typiquement moins d'une demi-période, c'est-à-dire d'une fraction de microseconde ( $\mu s$ ) à plusieurs millisecondes (ms). Les surtensions transitoires sont tantôt unidirectionnelles, tantôt oscillatoires (voir figures A-8 et A-9) et elles peuvent véhiculer beaucoup d'énergie.



### Causes

Les surtensions transitoires peuvent être reliées à :

- des commutations de charges capacitives qui se traduisent par une onde oscillatoire amortie présentant une fréquence le plus souvent comprise entre 100 Hz et 9 kHz et une amplitude théorique égale à deux fois la tension — ou plus en présence de résonance (figure 1-8) ;
- des commutations de charges inductives qui se traduisent par des transitoires à front raide dont le temps de montée typique varie de 0,5  $\mu$ s à 5  $\mu$ s ;
- des manoeuvres sur les lignes et les équipements en réseau ;
- la foudre qui se traduit à l'extérieur des bâtiments par une impulsion unidirectionnelle dont le temps de montée est de l'ordre de la microseconde et la durée, de quelques dizaines de microsecondes (figure 1-9) ;
- la foudre qui se traduit à l'intérieur des bâtiments par une onde oscillatoire amortie caractérisée par une fréquence variant de 5 kHz à 500 kHz et un temps de montée initial inférieur à 1  $\mu$ s.

### Valeurs indicatives

**Basse tension.** Dans les cas extrêmes où la foudre entre en jeu, la tension en circuit ouvert peut atteindre 6 kV crête à l'intérieur des bâtiments et 10 kV crête à l'extérieur ; ces valeurs ont été établies en tenant compte des tensions d'isolement des installations basse tension.

**Basse, moyenne et haute tension.** L'onde oscillatoire amortie reliée à la commutation d'une batterie de condensateurs sur le réseau présente une amplitude typiquement inférieure à deux fois la tension crête du réseau. Cette valeur peut être plus élevée en présence de résonance entre les équipements du client et le réseau du distributeur.

### Remarque

Les surtensions transitoires font l'objet d'une attention particulière pour la coordination de l'isolement des équipements raccordés au réseau de moyenne et haute tension et elles sont couvertes par diverses normes, dont les normes ACNOR CAN3-C308 et CÉI 71.

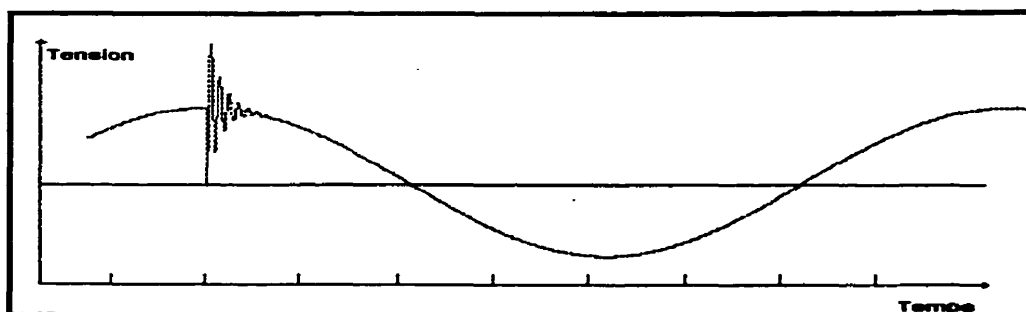


Figure A- 8 Onde oscillatoire amortie de 5 kHz.

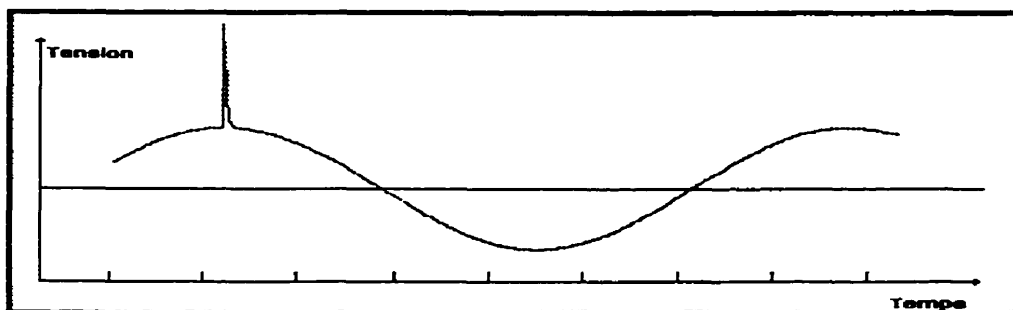


Figure A- 9 Impulsion unidirectionnelle de 1,2  $\mu$ s de temps de montée et de 50  $\mu$ s de durée.

## A.9 VARIATIONS DE FRÉQUENCE

### Généralités

La fréquence d'un réseau dépend de l'équilibre dynamique établi entre la charge et la puissance des centrales. La fréquence nominale de la tension fournie par le réseau d'Hydro-Québec est de 60 Hz. La fréquence réelle peut toutefois varier légèrement par rapport à cette valeur.

### Causes

Les petites variations de fréquence qui se produisent sur un réseau sont d'abord dues à l'évolution de l'équilibre dynamique existant entre les centres de consommation et les centres de production. La valeur et la durée de ces variations dépendent des caractéristiques de la charge et de la réponse de la production.

### Valeurs guides

Dans les conditions habituelles d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale en réseau se situe dans les plages suivantes :

- réseau principal : 60 Hz à plus ou moins 0,6 Hz ou 1 % (soit de 59,4 Hz à 60,6 Hz) pendant 99 % du temps de la semaine.
- réseau îloté : la fréquence peut varier momentanément de plus ou moins 4 Hz par rapport à la fréquence fondamentale de 60 Hz (56 Hz à 64 Hz).

### Remarque

Dans un réseau électrique, l'onde de la tension alternative n'est pas en phase partout. Entre les centres de production et les centres de consommation, la tension subit un décalage angulaire qui dépend des conditions de charge et des caractéristiques du réseau. Lorsqu'il se produit une manoeuvre ou un court-circuit sur le réseau, la tension subit instantanément une variation brusque du décalage. Souvent, les appareils qui mesurent la fréquence comptent le nombre de passages de l'onde par zéro dans un certain laps de temps, de sorte qu'une telle variation du décalage peut être identifiée à tort à une variation instantanée de la fréquence fondamentale.

Les statistiques suivantes sont fondées sur la mesure des valeurs instantanées de fréquence relevées sur le réseau principal d'Hydro-Québec entre janvier 1991 et février 1996. L'occurrence moyenne est évaluée sur une base annuelle d'après les statistiques compilées sur les événements survenus pendant cette période.

TABLEAU A- 7 Statistiques sur les variations de fréquence sur le réseau principale

d'Hydro-Québec

VARIATIONS DE FRÉQUENCE (AF)	CONDITION DU RÉSEAU	OCCURRENCE MOYENNE	DEBUT TYPIQUE
+ 0,5 Hz à + 1 Hz	Régimes perturbés rares	Moins d'une fois l'an en moyenne	
+ 0,25 Hz à + 0,5 Hz	Régimes perturbés fréquents	20 fois l'an	Moins de 10 s, mais peut exceptionnellement durer plusieurs minutes
< ± 0,25 Hz	Conditions normales sans perturbation		Régime permanent
- 0,25 Hz à - 0,5 Hz	Régimes perturbés fréquents	45 fois l'an	Moins de 10 s, mais peut exceptionnellement durer plusieurs minutes
0,5 Hz à - 1 Hz	Régimes perturbés fréquents	22 fois l'an	
- 1 Hz à - 1,5 Hz	Régimes perturbés rares	Moins d'une fois l'an en moyenne	

**ANNEXE B: FICHIERS EMTP POUR L'INTERRUPTEUR DE TRANSFERT  
RAPIDE.**

```
C CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
```

C MODELE D'INTERRUPTEUR DE TRANSFERT RAPIDE  
C À PARTIR D'UN MODÈLE SIMPLIFIÉ DE LEE TANG, ABB JUIN 96.  
C DES MODIFICATIONS ONT ÉTÉ APPORTÉES DANS LA PARTIE TACS  
C POUR ACCELERER LE TEMPS DE TRANSFERT ET EMPÊCHET LES COURT-CIRCUITS  
C ENTRE LES DEUX SOURCES  
C MODIFIÉ ET DOCUMENTÉ PAR GILLES ALLARD ET DENIS RUEST, MAI 97  
C  
C LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE EXTERNE À ÉTÉ ENTIÈREMENT MODÉLISÉ PAR GILLES ALLARD  
C CC

BEGIN NEW DATA CASE  
SPREFIX, C:\EMTPFILE\MODULE\INCFILE\  
SSUFFIX, .INC  
  
C  
C ----dt----Tmax---Xopt----Copt<--Epsiln<--Tolmat<--Tstart  
15.4320988E-6,0.0500, 60., 0, 0, 0, 0,  
  
C  
C  
C           1         1             1          1           1  
C           CONC       SS  
C -Iprrt<--Iplot<-Idoubl<-Kssout<-Maxout<-----Ipun<-Memsav<----Icat<-Nenerg<-Iprsup  
-160000       3           0           0           0       1           0       1           0  
TACS HYBRID  
  
C           MVA BASE = 4 MVA  
  
C -----  
C           Constants  
C -----  
  
C /TACS  
C |                   SOURCE SIDE                                       |  
C -----|  
  
C -----  
C RESEAU DE REPARTITION  
C -----  
  
C USAGE  
C SINCLUDE 3PHRDS TERML, RO, LO, RI, LI,DAMPR, VPEAK, TSTART, TSTOP ; COM  
C  
C SINCLUDE 3PHRDS BUSHT, 6.4E-5, 3.8E-3, 4.9E-5, 2.1E-4, 3.2, 1.414, -1.0, 9999.  
C  
C -----  
C POSTE DE DISTRIBUTION  
C -----  
  
C USAGE  
C INCLUDE POSTETY2   - ; ARG  
C BUSMT, BUSHT,    - ; TERMINAUX  
C RPRIMA, LPRIMA, RSECON, LSECON,                                        - ; IMPÉDANCE TRANSFO  
C MICFAR, RCHPAR, LCHPAR, VPRISE,                                       - ; CONDOS, CHARGE PARAL ET PRISE  
RÉGULATEUR  
C GRBKPR, GRBKPL, GRBKSr, GRBKSL,                                       - ; IMPÉDANCE DES GROUNDING BANKS  
C BUSBRR, USBRL, CONDIr, CONDiL, COND2R, COND2L,                       - ; IMPÉDANCE DES JEUX DE BARRE DES  
CONDOS  
C TCLOSECON1, TCLOSECON2   ; TEMPS DE FERM. DES CONDO  
C -----  
C PREMIERE BARRE  
C -----  
  
C SINCLUDE POSTEPU   BUS21, BUSHT,                                       -  
                      1.3E-4, 0.0038, 3.8E-4, 0.011,                    -  
                      7.96E3, 0.127, 0.042, 27.35,                      -  
                      0.002, 0.024, 0.006, 0.072,                       -  
                      6.4E-6, 1.9E-5, 9.6E-6, 3.1E-5, 3.2E-5, 1.2E-4,   -  
                      -1.0, -1.0  
  
C -----  
C DEUXIEME BARRE  
C -----  
  
C SINCLUDE POSTEPU   BUS22, BUSHT,                                       -  
                      1.3E-4, 0.0038, 3.8E-4, 0.011,                    -  
                      7.96E3, 0.127, 0.042, 27.20,                      -  
                      0.002, 0.024, 0.006, 0.072,                       -  
                      6.4E-6, 1.9E-5, 9.6E-6, 3.1E-5, 3.2E-5, 1.2E-4,   -  
                      -1.0, -1.0  
C -----

```

C CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
C MODELE D'INTERRUPTEUR DE TRANSFERT RAPIDE
C À PARTIR D'UN MODELE SIMPLIFIÉ DE LEE TANG, ABB JUIN 96.
C DES MODIFICATIONS ONT ÉTÉ APPORTÉES DANS LA PARTIE TACS
C POUR ACCELERER LE TEMPS DE TRANSFERT ET EMPÊCHER LES COURT-CIRCUITS
C ENTRE LES DEUX SOURCES
C MODIFIÉ ET DOCUMENTÉ PAR GILLES ALLARD ET DENIS RUEST, MAI 97
C
C LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE EXTERNE À ÉTÉ ENTièrement MODÉLISÉ PAR GILLES ALLARD
C CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
BEGIN NEW DATA CASE
$PREFIX, C:\EMTPFILE\MODULE\INCFIL\
$SUFFIX, .INC
C
C ----dt----Tmax----Xopt----Copt--Epsiln--Tolmat--Tstart
15.4320988E-6,0.0500, 60., 0, 0, 0, 0,
C
C
C
C      1      1      1      1      1
C      CONC      SS
C -Iprnt--Iplot--Idoubl--Kssout--Maxout--Ipun--Memsav--Icat--Nenerg--Iprsup
-160000      3      0      0      0      1      0      1      0
TACS HYBRID
C
C      MVA BASE = 4 MVA
C
C -----
C      Constants
C -----
C
C /TACS
C |      SOURCE SIDE
C |-----|
C
C -----
C RESEAU DE REPARTITION
C -----
C USAGE
C $INCLUDE 3PHRDS TERML, R0, L0, R1, L1,DAMPR, VPEAK, TSTART, TSTOP ; COM
C
C $INCLUDE 3PHRDS BUSHT, 6.4E-5, 3.8E-3, 4.9E-5, 2.1E-4, 3.2, 1.414, -1.0, 9999.
C
C -----
C POSTE DE DISTRIBUTION
C -----
C USAGE
C INCLUDE POSTETY2
C BUSMT, BUSHT, - ; ARG
C RPRIMA, LPRIMA, RSECON, LSECON, - ; TERMINAUX
C MICFAR, RCHPAR, LCHPAR, VPRISE, - ; IMPÉDANCE TRANSFO
C RÉGULATEUR - ; CONDOS,CHARGE PARAL ET PRISE
C GRBKPR, GRBKPL, GRBKSR, GRBKSL, - ; IMPÉDANCE DES GROUNDING BANKS
C BUSBRR, BUSBRL, COND1R, COND1L, COND2R, COND2L, - ; IMPÉDANCE DES JEUX DE BARRE DES
CONDOS
C TCLOSECON1, TCLOSECON2 ; TEMPS DE FERM. DES CONDO
C -----
C PREMIERE BARRE
C -----
C $INCLUDE POSTEPU BUS21, BUSHT, -
1.3E-4, 0.0038, 3.8E-4, 0.011, -
7.96E3, 0.127, 0.042, 27.35, -
0.002, 0.024, 0.006, 0.072, -
6.4E-6, 1.9E-5, 9.6E-6, 3.1E-5, 3.2E-5, 1.2E-4, -
-1.0, -1.0
C -----
C DEUXIEME BARRE
C -----
C $INCLUDE POSTEPU BUS22, BUSHT, -
1.3E-4, 0.0038, 3.8E-4, 0.011, -
7.96E3, 0.127, 0.042, 27.20, -
0.002, 0.024, 0.006, 0.072, -

```

```

6.4E-6, 1.9E-5, 9.6E-6, 3.1E-5, 3.2E-5, 1.2E-4, -
-1.0, -1.0
C -----
C DISJONCTEUR D'ARTÈRE
C -----
C
$INCLUDE 3PHBRK BUS21, BUSBR, -1.0, 9999., 0.0, 1, 1
C
C -----
C LIGNE DE DISTRIBUTION
C -----
C USAGE
C NCLUDE 3PHLN012 BUSIN, BUSOU, R0, L0, R1, L1
C
C LIGNE 5 KM
$INCLUDE 3PHLN012 BUS21, B2111, 1.6E-2, 0.038, 6.4E-3, 0.013
$INCLUDE 3PHLN012 BUSBR, B2120, 1.6E-2, 0.038, 6.4E-3, 0.013
$INCLUDE 3PHLN012 B2120, B2121, 1.6E-2, 0.038, 6.4E-3, 0.013
C
C LIGNE 0.1 KM
C $INCLUDE 3PHLN012 MULTI, B2122, 3.2E-4, 7.7E-4, 1.3E-4, 2.6E-4
C
C LIGNE 0.5 KM
$INCLUDE 3PHLN012 B2122, B2123, 0.002, 0.004, 6.4E-4, 0.001
$INCLUDE 3PHLN012 B2123, B2124, 0.002, 0.004, 6.4E-4, 0.001
C
C LIGNE 5 KM
$INCLUDE 3PHLN012 BUS22, B2211, 1.6E-2, 0.038, 6.4E-3, 0.013
$INCLUDE 3PHLN012 B2211, B2212, 1.6E-2, 0.038, 6.4E-3, 0.013
C
C -----
C CONNECTION À L'ITR
C -----
C LIGNE 0.1 KM
$INCLUDE 3PHLN012 B2121, FDRLF, 3.2E-4, 7.7E-4, 1.3E-4, 2.6E-4
$INCLUDE 3PHLN012 B2212, FDRRT, 3.2E-4, 7.7E-4, 1.3E-4, 2.6E-4
$INCLUDE 3PHLN012 B2122, MOTOR, 3.2E-4, 7.7E-4, 1.3E-4, 2.6E-4
C
C CHARGE PARALLELE
C -----
C USAGE
C NCLUDE 3PHWYEG BUSIN, R, L, C, ?, 0
C
C CHARGE 4 MVA FP= 0.85
$INCLUDE 3PHWYEG B2122, 0.85, 0.53, 0.0, 1, 0 ;
C
C CHARGE 5 MVA FP = 0.95
$INCLUDE 3PHWYEG B2111, 0.76, 0.250, 0.0, 1, 0 ;
C $INCLUDE 3PHWYEG B2124, 0.76, 0.250, 0.0, 1, 0 ;
C
C CHARGE 2 MVA FP = 0.95
$INCLUDE 3PHWYEG B2120, 1.90, 0.624, 0.0, 1, 0 ;
$INCLUDE 3PHWYEG B2211, 1.90, 0.624, 0.0, 1, 0 ;
C
C $INCLUDE 3PHWYEG B2123, 1.27, 0.417, 0.0, 1, 0 ;
C
C -----
C CAPACITANCE PARASITE DE LIGNE
C -----
C
$INCLUDE 3PHWYEG B2211, 3., 0.0, 3.7, 0, 0 ;
$INCLUDE 3PHWYEG B2212, 3., 0.0, 3.7, 0, 0 ;
$INCLUDE 3PHWYEG B2120, 3., 0.0, 3.7, 0, 0 ;
$INCLUDE 3PHWYEG B2121, 3., 0.0, 3.7, 0, 0 ;
$INCLUDE 3PHWYEG B2122, 3., 0.0, 3.7, 0, 0 ;
$INCLUDE 3PHWYEG B2123, 5., 0.0, 1.48, 0, 0 ;
$INCLUDE 3PHWYEG B2124, 5., 0.0, 1.48, 0, 0 ;
C

```



```

C
C -----
C DEFAULT
C -----
C NCLUDE 3PHFAULT FTBUS, Rf, Tin, Tclr, ?, @ ;
$INCLUDE 3PHFAULT B2111, 0.002, 0.024, 0.4, 1, 0
C NCLUDE 1PHFAULT FTBUSA, Rf, Tin, Tclr, Ichop, ?
C $INCLUDE 1PHFAULT B2120A, 0.002, 0.025, 0.4, 0.0, 1 ;
C
C -----
C CONNECTION DE L'ITR
C -----
$INCLUDE 3PHBRK FDRLP, STSLF, -1.0, 9999., 0.0, 1, 1 ; PHASE A
$INCLUDE 3PHBRK FDRRT, STSRT, -1.0, 9999., 0.0, 1, 1 ; PHASE A
C
C Left Leg
C Usage:
C NCLUDE STSCELPU MTMNL, NTMNL, GTNG1, GTNG2, SNUBBR, SNUBBC, ?, @ ; TEMP.
$INCLUDE STSCELPU STSLFA, SLOADA, GTNG11, GTNG12, 100.00, 1.0000, 0, 0 ; PHASE A
$INCLUDE STSCELPU STSLFB, SLOADB, GTNG13, GTNG14, 100.00, 1.0000, 0, 0 ; PHASE B
$INCLUDE STSCELPU STSLFC, SLOADC, GTNG15, GTNG16, 100.00, 1.0000, 0, 0 ; PHASE C
$INCLUDE 3PHRLCLN STSLF, SLOAD, 1.0E06, 0.0, 0.0, 2, 2 ; VOLTAGE Measuring
C
C Right Leg
$INCLUDE STSCELPU STSRTA, SLOADA, GTNG21, GTNG22, 100.00, 1.0000, 0, 0 ; PHASE A
$INCLUDE STSCELPU STSRTB, SLOADB, GTNG23, GTNG24, 100.00, 1.0000, 0, 0 ; PHASE B
$INCLUDE STSCELPU STSRTC, SLOADC, GTNG25, GTNG26, 100.00, 1.0000, 0, 0 ; PHASE C
$INCLUDE 3PHRLCLN STSRT, SLOAD, 1.0E06, 0.0, 0.0, 2, 2 ; VOLTAGE Measuring
C
$INCLUDE 3PHRLCLN STSRT, STSLF, 1.0E06, 0.0, 0.0, 2, 2 ; VOLTAGE Measuring
C
C -----
$INCLUDE 3PHBRK SLOAD, MOTOR, -1.0, 9999., 0.0, 1, 1 ; PHASE A
C NCLUDE CT HPBUS, LPBUS, IRATIO, OU ; 3-phase current sampling
$INCLUDE CT SLOAD, ILOAD, 1.0, C_ ; 3-phase Il sampling
C
C *****
C SYSTEME DE COMMANDE DE L'ITR
C *****
/TACS
99TON + 0.005
99ACTIVE = (TIMEX.GT.TON)
98VNPEAK = SQRT(2)
98UREFLV = 2*PI*60.
98UDELT = 0.0
98ANGLER = 0.0
C Usage:
C NCLUDE DQ-PLL VNVS, VNSYS, VNPEAK, SYSTEMFQHZ, PIPROK, PIINTEGRK, LPGAIN, - ;
C UREFLV, UDELTA, PLLRAD, SINPLL, COSPLL, VNMMAG, ANGLER, WZ ; ARGUMENTS
$INCLUDE DQ-PLL V1SYN, STSLF, VNPEAK, 60., 5000., 8.3E-5, 1.0, - ; ARG.
C UREFLV, UDELTA, FD1ANG, SINSN1, COSSN1, VNPEAK, ANGLER, 33 ; ARGUMENTS
$INCLUDE DQ-PLL V2SYN, STSRT, VNPEAK, 60., 5000., 8.3E-5, 1.0, - ; ARG.
C UREFLV, UDELTA, FD2ANG, SINSN2, COSSN2, VNPEAK, ANGLER, 33 ; ARGUMENTS
$INCLUDE DQ-PLL V3SYN, MOTOR, VNPEAK, 60., 5000., 8.3E-5, 1.0, - ; ARG.
C UREFLV, UDELTA, FD3ANG, SINSN3, COSSN3, VNPEAK, ANGLER, C_ ; ARGUMENTS
/TACS
77DELAYT 0.0
77TRIGER 1.0
98TFKEPT =0.5
98VNMP1 = (V1SYN/VNPEAK)*100.
98VNMP2 = (V2SYN/VNPEAK)*100.
98VNMP3 = (V3SYN/VNPEAK)*100.
98ANGDIP = (PI/180.)*ABS(FD1ANG-FD2ANG)
C
C CALCUL DE ID ET IQ DU COURANT DE CHARGE
98IDLOA1 = (2/3)*(ILOADA*COS(FD3ANG)+ILOADB*COS(FD3ANG-2*PI/3))
98IDLOAD = IDLOA1+(2/3)*(ILOADC*COS(FD3ANG+2*PI/3))
98IQLOA1 = (2/3)*(-ILOADA*SIN(FD3ANG)-ILOADB*SIN(FD3ANG-2*PI/3))
98IQLOAD = IQLOA1-(2/3)*(ILOADC*SIN(FD3ANG+2*PI/3))
98IINST = SQRT(IDLOAD*IDLOAD+IQLOAD*IQLOAD)
C
C *****

```

```

C CONDITIONS DE DÉTECTION
C *****
98DETEC1 = (VNMP1 .LT. 85.)*(VNMP2 .GT. 85.)*(IINST .LT. 3.5)
98DETEC2 = (ANGDIF .LT. 15.)
98DETEC3 = (VNMP1 .GT. 110.)*(VNMP2 .LT. 110.)
98DETEC4 = DETEC2*(DETEC1+DETEC3)
C Devices
C OUTPUTvv+IN1--> +IN2--> +IN3--> +IN4--> +IN5--> <--A--<--B--<--C--<--D--<--E--
98DETECT53+DETEC4                                0.001
98TRIGER = 1.0-(2.0*DETECT*ACTIVE)
C <--Namexx<In1--x<In2--x<In3--x<In4--x<In5--x<-GAIN<-D0--<-D1--<cntrl<Vrst>
98DELAYT58-UNITY                                1.0000 0.0 1.0TRIGERTFKEPT
98GLFBLK = (DELAYT .LE. ZERO)
C
C CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
C CONDITIONS DE TRANSFERT
C CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
C
98COND21 = ILOADA .GT. 0.
98COND22 = ILOADA .LT. 0.
98COND23 = ILOADB .GT. 0.
98COND24 = ILOADB .LT. 0.
98COND25 = ILOADC .GT. 0.
98COND26 = ILOADC .LT. 0.
C
98TRIG21 = .NOT. ((GLFBLK.EQ.ZERO).AND. ((ABS(ILOADA).LT. 0.0005).OR. COND21))
98TRIG22 = .NOT. ((GLFBLK.EQ.ZERO).AND. ((ABS(ILOADA).LT. 0.0005).OR. COND22))
98TRIG23 = .NOT. ((GLFBLK.EQ.ZERO).AND. ((ABS(ILOADB).LT. 0.0005).OR. COND23))
98TRIG24 = .NOT. ((GLFBLK.EQ.ZERO).AND. ((ABS(ILOADB).LT. 0.0005).OR. COND24))
98TRIG25 = .NOT. ((GLFBLK.EQ.ZERO).AND. ((ABS(ILOADC).LT. 0.0005).OR. COND25))
98TRIG26 = .NOT. ((GLFBLK.EQ.ZERO).AND. ((ABS(ILOADC).LT. 0.0005).OR. COND26))
C
98FGTR2158-UNITY                                1.0000 0.0 1.0TRIG21TFKEPT
98FGTR2258-UNITY                                1.0000 0.0 1.0TRIG22TFKEPT
98FGTR2358-UNITY                                1.0000 0.0 1.0TRIG23TFKEPT
98FGTR2458-UNITY                                1.0000 0.0 1.0TRIG24TFKEPT
98FGTR2558-UNITY                                1.0000 0.0 1.0TRIG25TFKEPT
98FGTR2658-UNITY                                1.0000 0.0 1.0TRIG26TFKEPT
C
98GRFI21 = FGTR21 .GT. ZERO
98GRFI22 = FGTR22 .GT. ZERO
98GRFI23 = FGTR23 .GT. ZERO
98GRFI24 = FGTR24 .GT. ZERO
98GRFI25 = FGTR25 .GT. ZERO
98GRFI26 = FGTR26 .GT. ZERO
C
C
98GTNG11 =1.1*(V1SYNA.GE. ZERO )*GLFBLK
98GTNG12 =1.2*( .NOT. GTNG11)*GLFBLK
98GTNG13 =1.3*(V1SYNB.GE. ZERO )*GLFBLK
98GTNG14 =1.4*( .NOT. GTNG13)*GLFBLK
98GTNG15 =1.5*(V1SYNC.GE. ZERO )*GLFBLK
98GTNG16 =1.6*( .NOT. GTNG15)*GLFBLK
C
98GTNG21 =2.1*(V2SYNA.GE. ZERO )*GRFI21
98GTNG22 =2.2*( .NOT. GTNG21)*GRFI22
98GTNG23 =2.3*(V2SYNB.GE. ZERO )*GRFI23
98GTNG24 =2.4*( .NOT. GTNG23)*GRFI24
98GTNG25 =2.5*(V2SYNC.GE. ZERO )*GRFI25
98GTNG26 =2.6*( .NOT. GTNG25)*GRFI26
C
C
33GTNG11      GTNG12      GTNG13      GTNG14      GTNG15      GTNG16
33GTNG21      GTNG22      GTNG23      GTNG24      GTNG25      GTNG26
33VNMP1      VNMP2      ANGDIF
33DELAYT      GLFBLK      TRIGER      TRIGEA      TRIGEB      TRIGEC
33FGTRTA      FGTRTB      FGTRTC      GRFI21      GRFI22      GRFI23
33GRFI24      GRFI25      GRFI26      DETEC1      DETEC2      DETEC3
33TEMP1A      TEMP1B      TEMP1C
33IINST
C
C C-----

```

```

/OUTPUT
C Bus1->Bus2->Bus3->Bus4->Bus5->Bus6->Bus7->
  FDRLEA      FDRLEB      FDRLEF
  FDRRTA      FDRRTB      FDRRTC
  MOTORA      MOTORB      MOTORC
/OUTPUT
C NODE VOLTAGE OUTPUT
C      1      2      3      4      5      6      7      8
C 3456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C Bus-->Bus-->Bus-->Bus-->Bus-->Bus-->Bus-->Bus-->Bus-->Bus-->
  BUSHTABUSHTBBUSHTCBUS21ABUS21BBUS21CBUS22ABUS22BBUS22C
  B2124AB2124BB2124CB2123AB2123BB2123CB2122AB2122BB2122CB2212AB2212BB2212C
  B2121AB2121BB2121CB2120AB2120BB2120C
C .....^.....^.....^.....^.....^.....^.....^.....^.....^
C
$INCLUDE ENDRUNTC

```

```

C      1      2      3      4      5      6      7      8
C 3456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
C GILLES ALLARD JANVIER 97
C Module de poste TYPE 2 et condensateurs 2*X MVARs ET GROUNDING BANK
C
C
C Le transfo a un ratio 1:1. Les impédances doivent être calculées en
C PU sur la base choisi. Pour fin de calcul voici les impédances en ohms
C sur la base de 25 kV
C
C RPRIMA, LPRIMA, RSECON, LSECON, - ; IMPÉDANCE TRANSFO 1 X 47 MVA 18%
C 0.04      3.12      0.12      9.53
C
C MICPAR, RCHPAR, LCHPAR, - ; CONDOS,CHARGE PARAL
C 45.7
C
C VPRISE - ; PRISE RÉGULATEUR
C
C PRISE CENTRALE 26.4
C PRISE +10%      29.04
C PRISE +15%      30.36
C PRISE -10%      23.76
C PRISE -15%      22.44
C
C GRBKPR, GRBKPL, GRBKSR, GRBKSL, - ; IMPÉDANCE DES GROUNDING BANKS
C 0.1      4.9      0.3      14.9
C
C BUSBRR, BUSBRL, COND1R, COND1L, COND2R, COND2L, - ; IMPÉDANCE DES JEUX DE BARRE DES
CONDOS
C 0.001      0.008      0.0015      0.013      0.005      0.083
C
C CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
C
C ARG - ; ARGUMENTS
BUSMT, BUSHT, - ; TERMINAUX
RPRIMA, LPRIMA, RSECON, LSECON, - ; IMPÉDANCE TRANSFO
MICPAR, RCHPAR, LCHPAR, VPRISE, - ; CONDOS,CHARGE PARAL ET PRISE
RÉGULATEUR
GRBKPR, GRBKPL, GRBKSR, GRBKSL, - ; IMPÉDANCE DES GROUNDING BANKS
BUSBRR, BUSBRL, COND1R, COND1L, COND2R, COND2L, - ; IMPÉDANCE DES JEUX DE BARRE DES
CONDOS
TCLOSECON1, TCLOSECON2 ; TEMPS DE FERM. DES CONDO
C
C NUM - ; NUM
RPRIMA, LPRIMA, RSECON, LSECON, - ; C
MICPAR, RCHPAR, LCHPAR, VPRISE, - ; C
GRBKPR, GRBKPL, GRBKSR, GRBKSL, - ; C
BUSBRR, BUSBRL, COND1R, COND1L, COND2R, COND2L, - ; C
TCLOSECON1, TCLOSECON2 ; C
C
C DUM - ; DUM
ZIZAGA, ZIZAGB, ZIZAGC, - ; C
CONDAA, CONDBB, CONDDC, COND1A, COND1B, COND1C, - ; C
COND2A, COND2B, COND2C, - ; C
Y01t##, Y01u##, Y01v##, Y02t##, Y02u##, Y02v## ; C
C
/BRANCH
C
C
C POSTE DE 2 TRANSFORMATEURS EN PARALLELE BASE 25 kV
C Y DELTA AVEC MALT
C
C      1      2      3      4      5      6      7      8
C 3456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C TRANSFORMER <---Ref<-----><---Iss<---Phi<---Name<---Rmag<----->0
TRANSFORMER Y01t
9999
C <bus1><bus2> <R f.><X f.><Volt>
1BUSHTA RPRIMALPRIMA15.24
2BUSMTABUSMTB RSECONLSECONVPRISE
TRANSFORMER Y01t Y01u

```

```
C <bus1><bus2>          <R f.><X f.><Volt>  
1BUSMTB                RPRIMALPRIMA15.24  
2BUSMTBBUSMTC         RSECONLSECONVRPISSE  
    TRANSFORMER Y01t      Y01v  
C <bus1><bus2>          <R f.><X f.><Volt>  
1BUSMTC                RPRIMALPRIMA15.24  
2BUSMTCBUSMTA         RSECONLSECONVRPISSE  
  
C  
C TRANSFORMATEURS DE MISE A LA TERRE 2 EN PARALLELE  
C  
    TRANSFORMER                      Y02t  
        9999  
C <bus1><bus2>          <R f.><X f.><Volt>  
1BUSMTA                GRBKPRGRBKPL15.24  
2ZIZAGAZIZAGB         GRBKSRGRBKSL26.4  
    TRANSFORMER Y02t      Y02u  
C <bus1><bus2>          <R f.><X f.><Volt>  
1BUSMTB                GRBKPRGRBKPL15.24  
2ZIZAGBZIZAGC         GRBKSRGRBKSL26.4  
    TRANSFORMER Y02t      Y02v  
C <bus1><bus2>          <R f.><X f.><Volt>  
1BUSMTC                GRBKPRGRBKPL15.24  
2ZIZAGCZIZAGA         GRBKSRGRBKSL26.4  
  
C  
C RESISTANCES FICTIVES POUR NE PAS LAISSER LE DELTA DU ZIGZAG FLOTTANT  
C   PAR RAPPORT A LA TERRE  
C  
C <---Nodes--><---Refer--><---Ohms<---mH<---uF<-----Output  
C Bus1->Bus2->Bus3->Bus4-><---R<---L<---C                                V  
    ZIZAGA                    1.E5  
    ZIZAGB                    1.E5  
    ZIZAGC                    1.E5  
C .....^.....^.....^.....^.....^.....^.....xoooooooooooooooooooooooooooooooooooo^  
C  
C CONDENSATEURS AU POSTE 2 * X MVARs A 25 KV  
C  
C           1             2             3             4             5             6             7             8  
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890  
C Bus1->Bus2->Bus3->Bus4-><---R<---L<---C                                V  
C <---Nodes--><---Refer--><---Ohms<---mH<---uF<-----Output  
COND1A                     COND1RCOND1LMICFAR                          1  
COND1B                     COND1RCOND1LMICFAR                          1  
COND1C                     COND1RCOND1LMICFAR                          1  
COND2A                     COND2RCOND2LMICFAR                          1  
COND2B                     COND2RCOND2LMICFAR                          1  
COND2C                     COND2RCOND2LMICFAR                          1  
C  
C LIEN ENTRE LA BARRE 25 ET LES CONDENSATEURS  
C  
C Bus1->Bus2->Bus3->Bus4-><---R<---L<---C                                V  
    BUSMTACONDA          BUSBRRBUSBRL  
    BUSMTBCONDB          BUSBRRBUSBRL  
    BUSMTCCONDCC         BUSBRRBUSBRL  
C .....^.....^.....^.....^.....^.....^.....xoooooooooooooooooooooooooooooooooooo^  
C  
C CHARGE AU POSTE  
C  
C <---Nodes--><---Refer--><---Ohms<---mH<---uF<-----Output  
C Bus1->Bus2->Bus3->Bus4-><---R<---L<---C                                V  
    BUSMTA              RCHPARLCHPAR                                    3  
    BUSMTB              RCHPARLCHPAR                                    3  
    BUSMTC              RCHPARLCHPAR                                    3  
C .....^.....^.....^.....^.....^.....^.....xoooooooooooooooooooooooooooooooooooo^  
C  
C /SWITCH  
C <-Bus1<-Bus2<---Tclose<---Topen<---Ie<---Flash<---Request<---Target<---O  
CONDAACOND1ATCLOSECON1     9999                                      1  
CONDBBCOND1BTCLOSECON1     9999                                      1  
CONDCCCCOND1CTCLOSECON1    9999                                      1  
CONDAACOND2ATCLOSECON2     9999                                      1  
CONDBBCOND2BTCLOSECON2     9999                                      1  
CONDCCCCOND2CTCLOSECON2    9999                                      1
```



```

C $INCLUDE 3PHRDS TERML, R0, L0, R1, L1,DAMPR, VPEAK, TSTART, TSTOP ; COM
ARG TERML, - ; ELECTRIC NODES
ZEROE, ZEROINDUCTAN, POSIRE, POSIINDUCTAN, - ; SEQUENCE IMP.
PDAMPR, AMPLITUDES, TSTARTTIME, TSTOPTIMES ; V, TSTART, TSTOP
NUM - ;
ZEROE, ZEROINDUCTAN, POSIRE, POSIINDUCTAN, - ; SEQUENCE IMP.
PDAMPR, AMPLITUDES, TSTARTTIME, TSTOPTIMES ; V, TSTART, TSTOP
DUM - ; DUMMY VARIABLES
INTERA, INTERB, INTERC ; DUM1
/BRANCH
C <Bus1><BUS2> <REST>
  TERMLAINTERA PDAMPR
  TERMLBINTERB PDAMPR
  TERMLCINTERC PDAMPR
C <Bus1><BUS2> <SEQUENCE VALUES >
51TERMLAINTERA ZEROEZEROINDUCTAN
52TERMLBINTERB POSIREPOSIINDUCTAN
53TERMLCINTERC
/SOURCE
C AMPLITUDE=1.414*RMS(1-1)/1.732 VOLTS
C <---Bus<I<-----Ampl<-----Freq<-----Phase<-----A1<-----T1>-----Tstart<-----Tstop
14INTERA 1AMPLITUDES 60.0 0.0 TSTARTTIMETSTOPTIMES
14INTERB 1AMPLITUDES 60.0 -120.0 TSTARTTIMETSTOPTIMES
14INTERC 1AMPLITUDES 60.0 120.0 TSTARTTIMETSTOPTIMES
/ENDMODULE
$EOF

```

```

ARG                                - ; ARGUMENTS
BRKKN,BRKMN,                      - ; CONNECTION NODES
CLOSINGTIM,OPENINGTIM,            - ; NUMERIC CONSTANTS
STOPCURRNT,?, 0                  ;
NUM                                - ; NUMERIC CONSTANTS
CLOSINGTIM,OPENINGTIM,            - ; NUMERIC CONSTANTS
STOPCURRNT                        ;
/SWITCH
C
C MODULE 3PHBRK TCLOSING, TOPENING, ISTOP,IOUT
C
C 3456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 1234567890
C <---Nodes-->
C <-Bus1<-Bus2<TCLOSING><TOPENING><I-LIMIT >
  BRKKNABRKMNACLOSINGTIMOPENINGTIMSTOPCURRNT ?
  BRKKNBBRKMNBCLOSINGTIMOPENINGTIMSTOPCURRNT 0
  BRKKNCBRKMNCCLOSINGTIMOPENINGTIMSTOPCURRNT 0
C
/ENDMODULE
$EOF

```



```

C *****
C                                     DQ-type of Phase-Locked Loop Module
C                                     LM071494LT
C
C Usage:
C NCLUDE DQ-PLL VNYSI,VNSYS,VNPEAK,SYSTEMFQHZ,PIPROK,PIINTEGRK,LPGAIN, - ;
C UREFLV,UDELTA,THETAR,VPEAKM,SINPLL,COSPLL,VNMMAG,ANGLER,WZ ; ARGUMENTS
C *****
C
C VNSYSA->|ABC|VD|VD*SINPLL|-----|Phase|1|-----|Uref|VCO|Ki|THETA|-----|
C
C VNSYSB->|TO|+|+|-----|Kp+-----|+|-----|SIN(THETA)|-----|
C
C |Error|STp|-----|S|-----|
C
C |VQ|-----|Vsync.|-----|
C
C |---|---|
C VNSYSC->|VQ*COSPLL|-----|
C
C |DQ|-----|
C
C |---|---|DeltaU
C
C |SINPLL|
C
C |COSPLL|
C
C
C *****
ARG VNYSI, VNSYS, VNPEAK, SYSTEMFQHZ, PIPROK, PIINTEGRK, LPGAIN, - ;
UREFLV, UDELTA, THETAR, SINPLL, COSPLL, VNMMAG, ANGLER, WZ ; ARGUMENTS
NUM SYSTEMFQHZ, PIPROK, PIINTEGRK, LPGAIN ; NUM1
DUM TWOPIS, VPEAKD, VPEAKQ, PHSERR, PLLPI1, PLLPI2, PLLPI3, PLLPI4, - ; DUM1
THETA1, DTHETA, CNTRL1, CNTRL2, CNTRL3 ; DUM2

/TACS
98TWOPIS =2.*PI
C system line-to-ground voltage sampling at point of connection
C <BUS >xx<---A--->---B--->---C--->xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx<t-start ><t-stop >
90VNSYSA SYSTEMFQHZ
90VNSYSB SYSTEMFQHZ
90VNSYSC SYSTEMFQHZ
C abc to dq system transformation
99VPEAKD = (2.*VNSYSA-VNSYSB-VNSYSC)/(3.0*VNPEAK)
99VPEAKQ = (VNSYSB-VNSYSC)/(SQRT(3.)*VNPEAK)
C phase error signal formation
99PHSERR = -VPEAKD*SINPLL+VPEAKQ*COSPLL
99VNVSIM = VNPEAK*SQRT((VPEAKD*COSPLL+VPEAKQ*SINPLL)**2 + PHSERR**2)
C phserr PI controller with prop. and integral constant: PIPROK and PIINTEGRK
C <-Namexx+<In1--x+<In2--x+<In3--x+<In4--x+<In5--x->GAIN<-FVLO<-FXHI<-NMLO<-NMHI
0PLLPI1 +PHSERR PIPROK
1PLLPI2 +PHSERR
C <---Num0<---Num1<---Num2<---Num3<---Num4<---Num5<---Num6<---Num7
1.0 0.0
0.0 PIINTEGRK
C magnified phase error
C <-Namexx+<In1--x+<In2--x+<In3--x+<In4--x+<In5--x->GAIN<-FVLO<-FXHI<-NMLO<-NMHI
0PLLPI3 +PLLPI1 +PLLPI2
C set a center frequency of VCO (Ureflv) and add a modulating component(Udelta)
C <-Namexx+<In1--x+<In2--x+<In3--x+<In4--x+<In5--x->GAIN<-FVLO<-FXHI<-NMLO<-NMHI
0PLLPI4 +PLLPI3 +UREFLV +UDELTA
C Controlled integrator: to get PLLRAD angle in radians
C <-Namexx+<In1--x+<In2--x+<In3--x+<In4--x+<In5--x->GAIN<-D0---D1---<cntrl<Vrst>
98THETAR58+PLLPI4 LPGAIN 0.0 1.0CNTRL3
98DTHETA59+THETAR 1.0
98THETA1 =THETAR+DTHETA*DELTAT

```

```

98CNTRL1 = (( (THETAR-TWOPIS) * (THETA1-TWOPIS)) .LT. ZERO)
98CNTRL2 = .NOT. CNTRL1
98CNTRL353+CNTRL2                                0.0  0.0  0.001 DELTATVALUE
99SINPLL = SIN(THETAR)
99COSPLL = COS(THETAR)
C Reference waveforms generated
99VNVSIA = VNMMAG*COS(THETAR + ANGLER)
99VNVSIB = VNMMAG*COS(THETAR-(2.*PI/3.) + ANGLER)
99VNVSIC = VNMMAG*COS(THETAR+(2.*PI/3.) + ANGLER)
C -name><name><name><name><name>-name>-name>-name>-name>-name>-name>-name>-name>
WZVPEAKD      VPEAKQ      PHSERR      PLLPI1      PLLPI2      PLLPI3      PLLPI4
WZCNTRL1      CNTRL2      CNTRL3      SINPLL      COSPLL
WZVNVSIB      VNVSIC
33THETAR      VNVSIA      VNVSIM
/ENDMODULE
$EOF

```